

Школа природных ресурсов  
 Направление подготовки 21.04.01 «Нефтегазовое дело»  
 Отделение школы (НОЦ) отделение нефтегазового дела

### МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Исследование технического состояния трубопроводов и эффективности применения сканера-дефектоскопа Introsan A2072 в ООО «Газпром трансгаз Сургут»

УДК 621.644:620.179.1

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ81	Терентьев Е.С.		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор	Бурков П.В.	д.т.н, профессор		

### КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Романюк В.Б.	к.э.н, доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Черемискина М.С.	-		

Консультант – лингвист

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОИЯ	Поздеева Г.П.	к.филол.н., доцент		

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Шадрина А.В.	д.т.н, доцент		

Результаты обучения  
по Основной образовательной программе подготовки магистров  
по направлению **21.04.01 «Нефтегазовое дело»**  
профиль подготовки **«Надежность газонефтепроводов и хранилищ»**

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
<b>В соответствии с универсальными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</b>		
<b>Общие по направлению подготовки 21.04.01 «Нефтегазовое дело»</b>		
P1	Применять естественнонаучные, математические, гуманитарные, экономические, инженерные, технические и глубокие профессиональные знания в области современных нефтегазовых технологий для решения <i>прикладных междисциплинарных задач и инженерных проблем</i> , соответствующих профилю подготовки (в нефтегазовом секторе экономики)	УК-1; УК-2; УК-3, ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-6; ПК-7; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-16; ПК-17; ПК-19; ПК-20; ПК-21; ПК-23
P2	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные <i>исследования</i> с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в <i>сложных и неопределённых условиях</i> ; использовать <i>принципы изобретательства, правовые основы</i> –в области интеллектуальной собственности	УК-1; УК-2; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-6; ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-15; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-20; ПК-22; ПК-23
<b>в области производственно-технологической деятельности</b>		
P3	Проявлять профессиональную <i>осведомленность о передовых знаниях и открытиях</i> в области нефтегазовых технологий с учетом <i>передового отечественного и зарубежного опыта</i> ; использовать <i>инновационный подход</i> при разработке новых идей и методов <i>проектирования объектов</i> нефтегазового комплекса для <i>решения инженерных задач развития</i> нефтегазовых технологий, <i>модернизации и усовершенствования</i> нефтегазового производства.	УК-1; УК-2; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-3; ОПК-6; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-11; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-18; ПК-20; ПК-21; ПК-22; ПК-23
P4	<i>Внедрять, эксплуатировать и обслуживать</i> современные машины и механизмы для реализации технологических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их <i>высокую эффективность</i> , соблюдать правила <i>охраны здоровья и безопасности труда</i> , выполнять требования по <i>защите окружающей среды</i> .	УК-2; УПК-1; ОПК-2; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-3; ПК-6; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-16; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-21; ПК-22
<b>в области экспериментально-исследовательской деятельности</b>		
P5	Быстро ориентироваться и выбирать <i>оптимальные решения в многофакторных ситуациях</i> , владеть методами и средствами <i>математического моделирования</i> технологических процессов и объектов	УК-2; УК-3; ОПК-1; ОПК-2; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-17; ПК-20

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
<i>в области проектной деятельности</i>		
P6	Эффективно использовать любой имеющийся арсенал технических средств для максимального приближения к поставленным производственным целям при <i>разработке и реализации проектов</i> , проводить <i>экономический анализ затрат, маркетинговые исследования, рассчитывать экономическую эффективность</i>	УК-2; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-16; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-20; ПК-21; ПК-22; ПК-23; (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
P7	Эффективно работать индивидуально, в качестве члена и руководителя команды, умение формировать задания и оперативные планы всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, готовность нести ответственность за результаты работы	УК-1; УК-2; УК-3; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ПК-6; ПК-11; ПК-12; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-23; (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)
P8	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности; активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности	УК-1; УК-2; УК-3; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ПК-6; ПК-11; ПК-12; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-23; (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)
<b>Профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»</b>		
P9	Организация технологического сопровождения планирования и оптимизации потоков углеводородного сырья и режимов работы технологических объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-6, ОПК-7, ПК-4, ПК-7, ПК-13), требования профессионального стандарта 19.008 Специалист по диспетчерско-технологическому управлению нефтегазовой отрасли</i>
P10	Организация ТОиР, ДО нефте- и газотранспортного оборудования	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-5, ОПК-6, ПК-9, ПК-11), требования профессионального стандарта 19.013 "Специалист по эксплуатации газотранспортного оборудования"</i>
P11	Организация работ по техническому обслуживанию, ремонту, диагностическому обследованию оборудования, установок и систем НППС.	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-4, ОПК-5, ПК-9, ПК-14), требования профессионального стандарта 19.053" Специалист по эксплуатации нефтепродуктоперекачивающей станции магистрального трубопровода нефти и нефтепродуктов "</i>

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
 федеральное государственное автономное  
 образовательное учреждение высшего образования  
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа природных ресурсов  
 Направление подготовки 21.04.01 «Нефтегазовое дело»  
 Отделение школы (НОЦ) отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП ОНД ИШПР

Шадрина А.В.  
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ**  
**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

магистерской диссертации
--------------------------

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ81	Терентьеву Евгению Сергеевичу

Тема работы:

Исследование ТС трубопроводов и эффективности применения сканера-дефектоскопа Introsan A2072 в ООО «Газпром трансгаз Сургут»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	от 28.02.2020 г. №59-72/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	08.05.2020г.
--	--------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	Объектом исследования данной дипломной работы является сканер-дефектоскоп IntroScan A2072 и обследованная при его помощи трубопроводная обвязка КС-4 «Приобская» Диаметр газопровода 1020 мм, толщина стенки 12 мм с внутренним давлением 5,4 МПа, марка стали 9Г2С. Эксплуатация газопроводов не должна угрожать жизни работников и приводить к загрязнению окружающей среды.
---------------------------------	--

<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	1. Рассмотреть классификацию методов дефектоскопии МГ, сравнить их. 2. Произвести сравнение роботизированных внутритрубных дефектоскопов. 3. Провести анализ эффективности от применения дефектоскопа «IntroScan» A2072. 4. Рассчитать трубопровод на прочность и устойчивость, оценить работоспособность участков с повреждениями, дать рекомендации по ремонту особо опасных повреждений. 6. Исследовать НДС газопровода с дефектами МКЭ. 7. Провести анализ рисков магистрального газопровода «Сургут-Нефтеюганск». 8. Провести расчет затрат на проведение ремонтных работ муфтой РСМ. 9. Рассмотреть вопросы безопасности персонала и окружающей среды при проведении работ. 10. Разработать платформу для дефектоскопа.
---	---

<b>Перечень графического материала</b>	
--	--

**Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы**

Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Романюк В.Б., к.э.н. ОНД, ИШПР
«Социальная ответственность»	Черемискина М.С., ассистент ООД, ШБИП

**Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:**

1. Литературный обзор
2. Опытнo-промышленная эксплуатация диагностического комплекса «IntroScan A2072»
3. Конструкторская часть
4. Расчетная часть
5. Исследование НДС газопровода-отвода кс
6. Управление рисками при эксплуатации гтс
7. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение
8. Социальная ответственность

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	05.09.2019г
---	-------------

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор	Бурков Петр Владимирович	д.т.н, профессор		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ81	Терентьев Евгений Сергеевич		

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
 федеральное государственное автономное  
 образовательное учреждение высшего образования  
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа природных ресурсов  
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»  
 Уровень образования магистр  
 Отделение школы (НОЦ) отделение нефтегазового дела  
 Период выполнения (осенний / весенний семестр 2019 /2020 учебного года)

Форма представления работы:

магистерская диссертация

### КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
16.01.2019	<i>Сбор литературных данных по поставленной задаче</i>	
28.04.2019	<i>Проведение анализа учебной литературы, периодических изданий, нормативно-технической документации, с целью систематизации информации о надежности газонефтепроводов, способах и приборах их дефектоскопии</i>	
15.05.2019	<i>Сбор сведений по ОПЭ IntroScan A2072</i>	
15.05.2019	<i>Выполнение расчетов</i>	
14.10.2019	<i>Анализ полученных результатов</i>	
29.11.2019	<i>Исследование напряженно-деформированного состояния трубы с обнаруженными дефектами</i>	
05.01.2020	<i>Финансовый менеджмент</i>	
12.03.2020	<i>Социальная ответственность</i>	
14.04.2020	<i>Иностранный язык</i>	
19.04.2020	<i>Заключение</i>	
10.05.2020	<i>Презентация</i>	

**СОСТАВИЛ:**

**Руководитель ВКР**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор	Бурков П.В.	д.т.н, профессор		

# ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ81	Терентьеву Евгению Сергеевичу

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»

Тема ВКР:

Исследование ТС трубопроводов и эффективности применения сканера-дефектоскопа Introspect A2072 в ООО «Газпром трансгаз Сургут»

## Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Распределение сметной стоимости проведения ремонта после проведения диагностики и в случае отказа трубопровода
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Единые нормы и расценки на строительные, монтажные и ремонтно-строительные работы. Сборник Е2, Е22, Е11
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Налоговый кодекс РФ Ф3-213 от 24.07.2009 в редакции от 09.03.2016г. № 55-ФЗ

## Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Оценка целесообразности проведения диагностики трубопровода для проведения внепланового ремонта.
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Сметный расчет на работы по проведению диагностики и ремонта трубопровода
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Сравнение эффективности методов проведения ремонта трубопровода в случае отказа и после проведения диагностики

## Перечень графического материала:

Таблицы:

- Календарный план проекта
- Затраты на установку средств очистки и диагностики на напорном нефтепроводе в ценах на 2019 г.
- Затраты на установку средств очистки и диагностики на трех напорных нефтепроводах в ценах на 2019г.
- Затраты на ликвидацию отказа трубопровода.
- Расчет амортизационных отчислений для ремонта врезкой катушки.
- Фонд оплаты труда работающих для врезки катушки.
- Статья материалы врезки катушки по данным за 2019 год.
- Смета затрат на устранение дефектов участка нефтепровода.
- Техничко-экономические показатели вариантов ремонта

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
	Романюк Вера Борисовна	К.э.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ81	Терентьев Евгений Сергеевич		

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ81	Терентьеву Евгению Сергеевичу

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»

Тема ВКР:

**Исследование ТС трубопроводов и эффективности применения сканера-дефектоскопа Introscan A2072 в ООО «Газпром трансгаз Сургут»**

**Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:**

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	<p>Рабочее место находится в Ханты-Мансийском автономном округе Югра г. Нефтебганск.</p> <p>Преобладает континентальный климат. Приравнен к районам Крайнего Севера.</p> <p>Объектом исследование является газопровод с дефектами.</p> <p>Инженерно-геологические условия для ремонтных работ характеризуются как сложные, в связи с наличием разных грунтов по трассе газопровода.</p> <p>Может быть оказано негативное воздействие на природную среду.</p> <p>Возможно возникновение чрезвычайных ситуаций техногенного, стихийного, экологического и социального характера.</p>
--	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p><b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства ;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. СанПиН 2.2.4./2.1.8.562-96 «Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки»</li> <li>2. ГОСТ 12.4.011-89 «Система стандартов безопасности труда. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация».</li> <li>3. ГОСТ 17.2.3.02-78 «Охрана природы. Атмосфера. Правила установления допустимых выбросов вредных веществ промышленными предприятиями»</li> <li>4. ПБ 08-624-03 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»</li> <li>5. ГОСТ Р 12.1.019-2009» Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты»</li> <li>6. РД 25.160.10-КТН-004-08 «Технология проведения сварочных работ на действующих магистральных нефтепроводах»</li> </ol> <p>Перед проведением ремонтных работ должны быть выполнены подготовительные мероприятия.</p> <p>Работников, выполняющих работы по замене дефектных участков магистральных трубопроводов необходимо обеспечить спецобувью, спецодеждой и другими средствами индивидуальной защиты.</p>
---	---



<b>2. Производственная безопасность:</b> 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	<p>Отклонения от нормальных метеоусловий могут стать причиной различных заболеваний. Вредные вещества влияют на сердечно-сосудистую систему и на показатели крови. Шум создает значительную нагрузку на нервную систему человека, оказывая на него психологическое воздействие. Нормирование вредных воздействий и использование средств индивидуальной защиты может снизить влияние вредных факторов.</p> <p>Пожаро и взрывоопасность представляет угрозу для жизни и здоровья работников в зоне проведения работ по ремонту трубопровода.</p> <p>Термическое действие тока вызывает ожоги и, перегревание сосудов и нарушение функциональности внутренних органов.</p> <p>При соблюдении правил безопасности проведения работ и использовании средств индивидуальной защиты можно предотвратить получение травм.</p>
<b>3. Экологическая безопасность:</b>	<p>Для снижения уровня загрязнения атмосферы осуществляют мероприятия по сокращению потерь природного газа от утечек при транспортировке.</p> <p>Попадание на почву загрязняющих веществ с работающей техники и оборудования устраняется природовосстановительными мероприятиями и ограничением площади работ.</p> <p>В водные объекты могут попасть загрязняющие вещества с работающей техники. Необходимо исключить слив отработанного масла, разлив горюче смазочных материалов, мойку механизмов и автотранспорта в неустановленных для этого местах и т.п.</p>
<b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b>	<p>В районе деятельности возможно возникновение ЧС:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• врыв или возгорание природного газа, паров нефтепродуктов;</li> <li>• разрушение газопровода;</li> <li>• падение трубоукладчика в котлован;</li> <li>• вылет герметизаторов или разрушение глиняной пробки.</li> </ul>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
--	--

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна	-		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ81	Терентьев Евгений Сергеевич		

## Реферат

Магистерская диссертация содержит 144 стр. текстового материала, 34 рисунка, 28 таблиц, 58 источников, 2 приложения.

*Ключевые слова:* магистральный газопровод, дефектоскоп, компрессорная станция, муфта, риски, напряженно-деформированное состояние, диагностика, компрессорная станция, автоматизация, транспортировка.

*Объектом исследования* являются дефектоскоп IntroScan A2072 и обследованный им трубопровод компрессорной станции.

*Цели работы* – анализ технического состояния, обоснование целесообразности и эффективности применения сканера-дефектоскопа A2072 INTROSCAN в ООО «Газпром трансгаз Сургут»; анализ рисков и состояния трубопроводов КС-4 «Приобская»; разработка платформы.

В результате анализа установлено, что IntroScan A2072 удовлетворяет требованиям системы управления техническим состоянием и целостностью площадных объектов компрессорных станций ПАО «Газпром».

В процессе исследования проводились расчеты на прочность и устойчивость. Приведены мероприятия по охране труда и окружающей среды, технико-экономической части. В результате исследования была проведена диагностика по техническому состоянию газопровода, в качестве прогноза проведен анализ показателей надежности участка трубопровода; анализ рисков газопровода.

*Новизна работы* лежит в области применения программных средств расчета НДС дефектных и наиболее опасных участков трубопровода. Разработана платформа для дефектоскопа. Впервые произведен расчет рисков участка трубопровода «Сургут-Нефтеюганск» и произведено сравнение роботизированных дефектоскопов.

*Практическая значимость* работы в разработке платформы для дефектоскопа; анализ рисков и расчеты трубопровода могут быть использованы для дальнейших решений по его эксплуатации.

					Исследование ТС трубопроводов и эффективности применения сканера-дефектоскопа Introscan A2072 в ООО «Газпром трансгаз			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Терентьев Е.С			Реферат	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Бурков П.В.					10	130
Консульт.						НИ ТПУ зр. 2БМ81		
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.						

## Abstract

The master's thesis contains 143 pages of text material, 34 figures, 28 tables, 58 sources, 2 annex.

*Key words:* main gas pipelines, flaw detector, compressor station, clutch, risks, stress-strain state, diagnostics, automation, transportation.

*The object of study* are the flaw detector IntroScan A2072 and the pipeline from the compressor station that was examined with IntroScan.

*Purposes of the work* – analysis of the technical condition, justification of the appropriateness and effectiveness of the flaw scanner-detector INTROSCAN A2072 in Gazprom Transgaz Surgut LLC; analysis of risks and conditions of pipelines in KS-4 Priobskaya; platform development.

As a result of the analysis, it was found that IntroScan A2072 meet requirements of the control system for the technical condition and integrity of the area facilities of compressor stations of PJSC Gazprom.

There were calculations on strength and stability in the research process. Measures for the protection of labor and the environment, technical and economic parts are given. As a result of the research, diagnostics was held on the technical condition of the pipeline, an analysis of the reliability indicators of the pipeline section was held as a prediction. And also there was analysis of gas pipeline risks.

*The novelty of the work* lies in the application of software for calculating the VAT of defective and most dangerous places of the pipeline. Developed platform for flaw detector. For the first time a risk calculation of a section of the Surgut-Nefteyugansk pipeline was performed and robotic flaw detectors were compared.

*The practical significance* of the work lies in developing a platform for a flaw detector; analysis risks and calculations of pipeline can be used for further decisions on its operations.

					Abstract	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		11

## Сокращения и обозначения

КС – компрессорная станция;

ВТД – внутритрубная диагностика;

СД – сканер-дефектоскоп

ОПЭ – опытно-промышленная эксплуатация

НДС – напряженно-деформированное состояние;

ООО – общество с ограниченной ответственностью;

ЛЧ МГ – линейная часть магистрального газопровода;

КР – коррозионное растрескивание;

МГ – магистральный газопровод;

МТ – магистральны трубопровод;

ПАО – публичное акционерное общество;

ТОиР – техническое обслуживание и ремонт;

УАВР – управление по аварийным работам;

ВИП – внутритрубный инспекционный прибор;

НК – неразрушающий контроль;

УЗД – ультразвуковая дефектоскопия;

УЗК – ультразвуковой контроль;

УЗТ – ультразвуковая толщинометрия;

ПДК – предельно допустимая концентрация;

ПТБ – правила техники безопасности;

ФОТ – фонд оплаты труда;

ГТС – газотранспортные систем

					Исследование ТС трубопроводов и эффективности применения сканера-дефектоскопа Introscan A2072 в ООО «Газпром трансгаз			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Терентьев Е.С			Сокращения и обозначения	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Бурков П.В.					12	130
Консульт.						НИ ТПУ зр. 2БМ81		
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.						

## Содержание

Введение.....	12
1. ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР .....	17
1.1. Техничко-экономическая оценка диагностики газопроводов.....	19
1.2. Методы диагностики .....	21
1.3. Роботизированная внутритрубная диагностика.....	27
1.3.1. Телеинспекционные устройства .....	30
1.3.2. Рентгеновские кроулеры .....	32
1.3.3. Телеуправляемые робототехнические системы.....	33
1.3.3.1. Сравнение телеуправляемых робототехнических систем .....	42
2. АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ СКАНЕРА-ДЕФЕКТОСКОПА «INTROSCAN A2072» ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ОПЭ .....	45
3. КОНСТРУКТОРСКАЯ ЧАСТЬ .....	50
3.1 Описание конструкции транспортной платформы для СД .....	50
4 РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ .....	55
4.1 Обоснование сроков безопасной эксплуатации.....	55
4.2 Постановка задачи.....	56
4.2.1 Условия проведения и результаты диагностирования.....	57
4.3. Расчет газопровода на прочность и устойчивость.....	58
4.3.1 Исходные данные .....	58
4.3.2 Проверка на прочность трубопровода в продольном направлении .....	59
4.3.3 Проверка на предотвращение недопустимых пластических деформаций. ....	60
4.3.4 Проверка устойчивости трубопровода в продольном направлении.....	62
4.4 Оценка работоспособности участков газопровода с повреждениями.....	67
4.5 Расчетное обоснование выбора РСМ.....	70
4.5.1 Определение коэффициента усиления дефектного участка с использованием стеклопластиковых муфт.....	71
5. ИССЛЕДОВАНИЕ НДС ГАЗОПРОВОДА-ОТВОДА МКЭ .....	78
6 УПРАВЛЕНИЕ РИСКАМИ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГТС .....	84
6.2 Управление рисками .....	85
6.4 Анализ магистрального газопровода «Сургут-Нефтеюганск».....	89

					Исследование ТС трубопроводов и эффективности применения сканера-дефектоскопа Introscan A2072 в ООО «Газпром трансгаз							
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата								
Разраб.		Терентьев Е.С			Содержание			Лит.	Лист	Листов		
Руковод.		Бурков П.В.								13	144	
Консульт.								НИ ТПУ зр. 2БМ81				
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.										

6.4.1 Построение дерева событий и расчет вероятности главного события .....	90
7. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	99
7.1 SWOT-анализ.....	99
7.2 Оценка готовности проекта к коммерциализации.....	99
7.3 План проекта.....	101
8. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	108
8.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	109
8.1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства.....	109
8.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны .....	110
8.2 Производственная безопасность.....	110
8.2.1 Анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов...	110
8.2.2 Обоснование мероприятий по снижению воздействия.....	113
8.3 Экологическая безопасность.....	117
8.3.1 Анализ влияния на окружающую среду .....	117
8.3.2 Обоснование мероприятий по защите окружающей среды .....	118
8.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	119
8.4.1 Анализ вероятных ЧС .....	119
8.4.2 Обоснование мероприятий по предотвращению ЧС и разработка порядка действия в случае возникновения ЧС .....	120
Заключение .....	123
Список литературы .....	126
Приложение А .....	132
Приложение Б .....	144

## Введение

Трубопроводный транспорт в настоящее время является наиболее экономичным способом транспортировки нефти, газа и нефтепродуктов. Но при его эксплуатации в течение длительного времени происходит деградация материала, развиваются внешние и внутренние дефекты, коррозионные повреждения.

В последние годы наблюдается увеличение количества учебных центров, обучающих специалистов по разработке методов дефектоскопии. Данный факт свидетельствует о том, что вопросам дефектоскопии уделяют все больше внимания. Высокие темпы роста исследований взаимодействия дефектоскопа и трубы, говорят об актуальности темы неразрушающего контроля.

Прогрессивные устройства, автоматизация и новые методы мониторинга позволяют предотвратить возникновение аварийных ситуаций, которые зачастую приводят к серьезным экономическим потерям и пагубным воздействиям на окружающую среду при эксплуатации ГТС, а также обеспечить безопасность транспорта добываемого сырья, что является актуальной задачей в настоящее время.

Благодаря бурному развитию автоматизации в настоящее время и появлению роботов в различных сферах жизни и в области дефектоскопии появились подобные устройства, позволяющие увеличить эффективность проведения диагностирования: сократить затраты, уменьшить время проведения работ и повысить производительность.

Тема научной работы выбрана ввиду того, цель энергетической политики России – максимально эффективное использование природных энергетических ресурсов и потенциала энергетического сектора для устойчивого роста экономики, повышения качества жизни населения страны и содействия укреплению ее внешнеэкономических позиций. А автоматизация этому

					Исследование ТС трубопроводов и эффективности применения сканера-дефектоскопа Introscan A2072 в ООО «Газпром трансгаз			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Терентьев Е.С			Введение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Бурков П.В.					15	144
Консульт.						НИ ТПУ гр. 2БМ81		
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.						

способствует: значительно повышается производительность труда, снижается численность рабочего и обслуживающего персонала, улучшаются условия труда, возрастает производительность оборудования, что в полной мере соответствует энергетической стратегии России до 2030 [17].

Актуальность данной темы состоит в том, что в настоящее время в собственности нефтяных и газовых компаний имеется огромное число трубопроводов. Выход их из строя приводит к серьезным экономическим потерям и крайне пагубно воздействует на природную среду. Новизна же темы объясняется роботизацией всех сфер жизни.

Именно анализ напряженно-деформированного состояния поверхности трубопровода, подверженного коррозии является актуальной задачей и охватывает достаточно широкий аспект исследований, направленных на оценку состояния эксплуатируемого трубопровода, способов ремонта и модернизацию методов мониторинга обнаруженных дефектов.

Исходя из вышеизложенного можно сформулировать следующую цель данной диссертационной работы: анализ ТС, и эффективности применения сканера-дефектоскопа A2072 INTROSCAN в ПАО Газпром, поиск вариантов устранения недостатков прибора.

Задачи:

- Сравнение современных робототехнических СД ВТД.
- Результаты ОПЭ A2072 INTROSCAN.
- Поиск путей доработки дефектоскопа.
- Рассчитать газопровод на прочность и устойчивость, оценить работоспособность дефектных участков, предложить методы их ремонта.
- Рассчитать риски газопровода «Сургут-Нефтеюганск».

Главные вопросы исследования: 1. поиск путей развития эффективности роботизированного дефектоскопа, откуда объектом исследования является дефектоскоп Introscan A2072, а проблемой – его недостатки, которые предполагается устранить в процессе написания диссертационной работы; 2. Определение НДС и расчет рисков эксплуатации газопровода.

					Введение	Лист
						16
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



## 1. ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР

С учетом значительной протяженности газотранспортной системы РФ (свыше 160 тыс. км газопроводов большого диаметра) и ее эксплуатации в регионах со сложными природно-климатическими условиями постановка диагностических работ имеет принципиальные особенности по сравнению, например, с диагностикой небольших газотранспортных систем в европейских странах (Германия, Италия, Голландия, и т.п.) [24].

С увеличением сроков эксплуатации проблема оценки работоспособности и повышения надежности на основе результатов диагностики становится одной из первоочередных и основными факторами являются:

- большая часть промысловых и газотранспортных систем сооружена и проектируется в регионах со сложными климатическими и природно-геологическими условиями, что предъявляет повышенные требования к проектированию газотранспортного оборудования;

- у большинства трубопроводов (порядка 56%) срок службы достиг условного предела в 33 года и 20% газопроводов работают на пониженных давлениях. Поэтому нужен постоянный мониторинг и оценка их состояния[2];

- отечественная промышленность значительно отличается от зарубежной.

Отказы, аварии и разрушения на объектах ГТС могут становиться источником нанесения огромного ущерба природной среде, инфраструктуре и человечеству. Несмотря на развитие современных технологий изготовления трубопроводного транспорта, исключить аварии пока не удастся. Но, дабы сократить их количество, проводят обследования с применением методов неразрушающего контроля. Неразрушающий контроль по ГОСТ 16504-81: «метод контроля, при котором не должна быть нарушена пригодность объекта к

					Исследование ТС трубопроводов и эффективности применения сканера-дефектоскопа Introsnap A2072 в ООО «Газпром трансгаз Сургут»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Терентьев Е.С			Литературный обзор	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Бурков П.В.					17	144
Консульт.						НИ ТПУ зр. 2БМ81		
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.						

применению» [1] Наибольшее применение получили магнитные, акустические, электрические и оптические методы неразрушающего контроля.

Наибольшие объемы и многообразие свойственны диагностике на стадии эксплуатации. Помимо выполнения различных диагностических работ, по результатам дефектоскопии требуется ответить на основной вопрос – о работоспособности участка газопровода при наличии обнаруженных дефектов.

При этом классические решения для диагностики трубопроводов непригодны для технически сложных участков (отводы, изгибы, повороты, переходы различных диаметров и т.п.) и требуется разработка новых технических решений [3].

Дефектоскопия находится под пристальным вниманием как инженеров, так и науки в целом. В то же время одна из особенностей работ по анализу технического состояния заключается в том, что около 45% МГ не приспособлены для внутритрубной инспекции и требуется разработка различной методологии и более совершенных средств ВТД.

Создание мобильных робототехнических систем для диагностики технического состояния и проведения неразрушающего контроля внутри промышленных трубопроводов – одно из направлений развития современной внутритрубной диагностики [4]. Ведь автоматизация технологических процессов значительно повышает производительность труда, снижает численность рабочего и обслуживающего персонала, улучшает условия труда, увеличивает производительность оборудования, что соответствует энергетической стратегии России до 2030г [17]

Уровень роботизации на сегодняшний день достаточно высок в промышленности. Это связано с тем, что выполняемые операции имеют высокий уровень повторяемости и легко реализуются в алгоритмах. Многие операции заменены автоматизированными системами. Но в нефтегазовом деле ее уровень недостаточно высок, и она только начинает применяться. В данном случае автоматизирован процесс обнаружения, селекции типов и измерения параметров дефектов основного металла труб и сварных дефектов при проведении

					Литературный обзор	Лист
						18
	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

внутритрубной диагностики. При этом возникает вопрос об эффективности применения сканера-дефектоскоп A2072 IntroScan в сравнении с его аналогами.

### 1.1. Технико-экономическая оценка диагностики газопроводов

Развитие работ по диагностике и увеличение их объемов поставили задачу оптимизации затрат и рассмотрения альтернативных методов оценки работоспособности газопроводов и прогноза их безопасной эксплуатации. При этом, проведение того или иного вида инспекции является основанием для составления заключения.

На практике возникает вопрос о стоимости того или вида инспекции. Например, сравнивают внутритрубную дефектоскопию и метод переиспытаний. Следует отметить, что это сравнение не вполне корректно, так как гидроиспытания свидетельствуют о целостности трубопровода на момент испытания, они не дают картину видов дефектов, полное представление о них, как это делают внутритрубные дефектоскопы с высокой разрешающей способностью.

В то же время некоторые зарубежные газовые компании ограничиваются проведением переиспытаний участков газопроводов с периодичностью около 5 лет и считают, что такой метод дает возможность предупреждать аварии. При этом они отмечают, что затраты на проведение переиспытаний минимум в 2,6 раза выше по сравнению с применением очень дорогих интеллектуальных внутритрубных дефектоскопов [20].

В целом качественный анализ ситуации по затратам на поддержание необходимого уровня надежности магистральных газопроводов опирается на следующие положения:

- частота отказов не должна превышать 0,1 на тысячу километров в год; очевидно, что с увеличением срока эксплуатации эта цифра имеет тенденцию к повышению;
- для обеспечения заданного уровня надежности применяют в основном следующие альтернативные подходы:

					Литературный обзор	Лист
						19
	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- технологический, который заключается в снижении рабочего давления;
- переиспытания участков газопроводов повышенным гидравлическим давлением;
- выборочный ремонт потенциально опасных участков
- комплексная диагностика и инженерные оценки работоспособности

В конкретных ситуациях используют тот или иной подход. Что касается стоимостных сравнений, то условные стоимости представлены на диаграмме (Рисунок 1). Сравнительные затраты на каждый вид работ даны применительно к одному условному километру газопровода на период 5 лет при одинаковом уровне надежности.

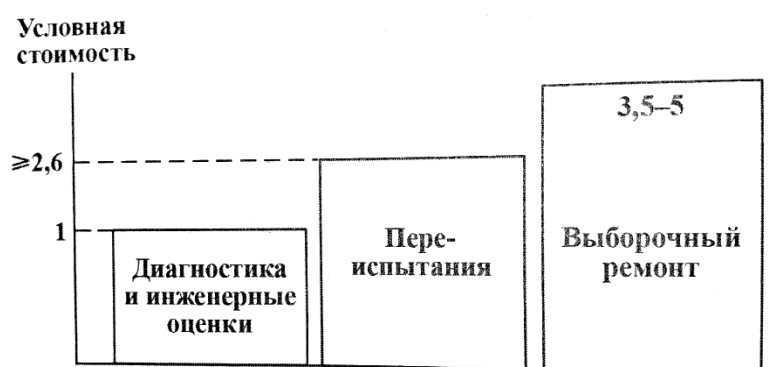


Рисунок 1 Стоимость работ обеспечения надежности газопроводов

Заслуживает внимания подход компании «Бритиш газ», показывающий полную картину затрат на внутритрубную инспекцию и сравнение с другими методами. В статье обсуждается вариант сравнения стоимости внутритрубной инспекции на трубопроводе и затрат на ремонт в случае отказа.

Для сравнения приведен график оценки стоимости работ для поддержания надежности эксплуатации трубопровода (Рисунок 2). Показано, что с увеличением возраста трубопровода отсутствие инспекции приводит к более значительным затратам, чем ее применение (Рисунок 2, точка А).

Также дан конкретный пример эффективного применения внутритрубной инспекции и оценки дефектов для газопровода в Северном море. Для увеличения пропускной способности морского газопровода требовалось увеличить давление

от 134 до 145 атм (газопровод эксплуатировался с 1977 г., диаметр 900 мм, протяженность 440 км).

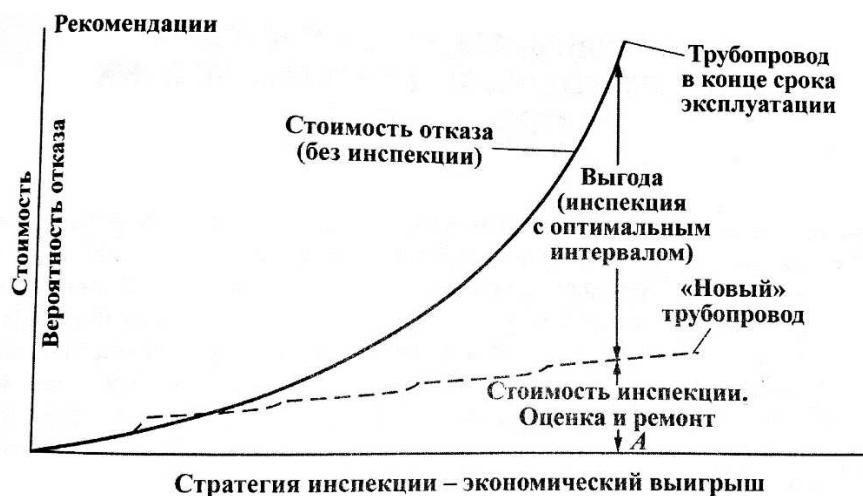


Рисунок 2 График оценки стоимостных работ для поддержания надежности эксплуатации трубопроводов

Применение гидростатического испытания было непрактично, так как требовало остановки трубопровода, предполагало значительные затраты (плюс 63 дня на аварийную остановку системы), сопровождалось сложностями и техническими ограничениями. Была осуществлена внутритрубная инспекция с последующими инженерными оценками дефектов, на основании которых было сделано заключение о возможности повышения давления до 148 атм.

Приведенные примеры дают основание утверждать, что регулярная диагностика, с обоснованным периодом инспекции является эффективным инструментом обеспечения безопасной эксплуатации газопроводов, ее технический уровень позволяет проводить работы без остановки транспорта газа.

## 1.2. Методы диагностики

Техническое диагностирование позволяет выявить дефекты, определить срок безаварийной эксплуатации трубопроводов, остаточный ресурс безопасной работы системы в целом и дать объективную оценку фактического технического состояния.

В настоящее время обследования методами неразрушающего контроля следует производить в соответствии с [13–15], что позволит существенно повысить показатель надежности при эксплуатации. Зарубежные источники, в частности [17–19], рассматривают возможности применения методов неразрушающего контроля для повышения уровня точности результатов.

Принципы работы дефектоскопов различны, но при этом существует ряд параметров, по которым можно объективно дать оценку оборудованию по проведению диагностики методом неразрушающего контроля [10].

Сканеры дефектоскопы [20] используют для обследования трубопроводов. Дефектоскоп – прибор для нахождения дефектов в объектах из различных металлических и неметаллических материалов методом неразрушающего контроля. К дефектам относятся появление коррозии, развитие трещин, нарушение целостности структуры и др. В данном обзоре рассмотрим следующие методы дефектоскопии:

- вихретоковые
- магнитно-порошковые
- капиллярные
- ультразвуковые

#### *Вихретоковые методы*

В основе метода вихретоковой дефектоскопии лежит измерение вихревых токов, возникающих возле подповерхностных дефектов в магнитном поле. При возникновении таких токов на исследуемом участке фиксируются показания электромагнитного поля вихревых токов, образующихся при нахождении дефекта [22]. В результате обработки параметров, имеющих отклонения, можно получить информацию о внутренних дефектах [7].

#### Достоинства:

- Метод позволяет быстро провести диагностику.
- Результаты контроля с минимальной погрешностью.
- Сравнительно невысокая стоимость.
- Высокая чувствительность.

					Литературный обзор	Лист
						22
Лист	№ докум.	Подпись	Дата			

Недостатки:

- Глубина исследования до 2мм.
- Контроль может осуществляться на определённых материалах объекта.
- Надежность оборудования среднее.

#### *Магнитно-порошковая дефектоскопия*

Метод основан на выявлении рассеяния магнитного поля над дефектами. Этот метод является самым наглядным, т. к. принцип обследования заключается в нанесении магнитного порошка на исследуемый участок, в результате чего при действии магнитного поля частицы намагничиваются и соединяются. Визуально можно наблюдать скопления порошка в зонах трещин. Данный метод позволяет контролировать различные по форме детали, сварные швы, внутренние поверхности отверстий [11]. Его применяют для обнаружения как локальных, так и распределенных поверхностных и подповерхностных дефектов [9].

Достоинства:

- Эффективное и быстрое нахождение поверхностных дефектов.
- Визуально наглядные результаты.
- Низкая стоимость.
- Высокая надежность оборудования.
- Недостатки:
- Трудности, возникающие при размагничивании больших деталей.
- Недоступность контроля в стыках или узлах, не прибегая к разборке.

#### *Капиллярная дефектоскопия*

Метод капиллярной дефектоскопии позволяет обнаруживать невооружённым глазом тонкие поверхностные трещины и несплошности материала [21,23]. Полости поверхностных трещин заполняют специальными индикаторными веществами (пенетрантами), проникающими в них под действием сил капиллярности. На очищенную от избытка пенетранта поверхность наносят тонкий порошок белого проявителя, за счёт чего частицы

					Литературный обзор	Лист
						23
	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

пенетранта обрисовывают контуры трещины и ярко светятся в ультрафиолетовых лучах [15].

Достоинства:

- Высокая надежность оборудования.
- Время контроля среднее.
- Недостатки:
- Нахождение исключительно дефектов, выходящих на поверхность.

*Ультразвуковая дефектоскопия.*

Одним из наиболее распространённых способов неразрушающего контроля основного металла как технологических так и магистральных трубопроводов на сегодняшний день является ультразвуковой метод. Он применяется для обнаружения поверхностных и внутренних дефектов (нарушений сплошности, неоднородности структуры и т.д.), позволяют измерять геометрические параметры при одностороннем доступе к изделию, а также физико-механические свойства металлов без его разрушения. Включает эхоимпульсный, теневой, зеркально-теневой и эхотеневой методы для обнаружения различных дефектов стенки трубы как поверхностных, так и внутренних.

Ультразвуковой контроль нашел широкое применение в практике дефектоскопии изделий. Согласно отчету института доктора Ферстера, в восточно-европейских странах объемы неразрушающего контроля, разделенные по методам, распределяются следующим образом – Рисунок 3. Ультразвуковой контроль здесь занимает главенствующее положение. На его долю приходится 32% объема контроля всех изделий.

Ультразвуковой метод является, пожалуй, самым плодотворным с точки зрения формирования изображений. Высокая чувствительность, безопасность применения и оперативность ультразвукового метода делает его наиболее конкурентоспособным по сравнению с другими методами неразрушающего контроля.

					Литературный обзор	Лист
						24
	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



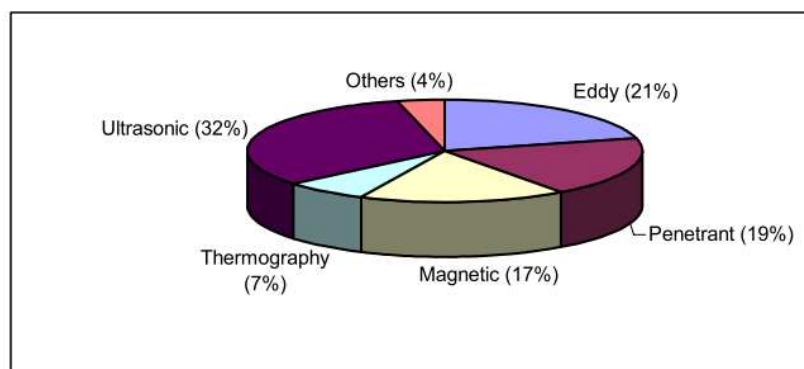


Рисунок 3. Распределение объемов неразрушающего контроля по методам.

В ультразвуковых дефектоскопах используются эхо-метод и теневой методы контроля [6]. Эхо-метод основан на подаче импульсов и измерении эхо-сигналов (Рисунок 4). Принцип действия заключается в отправке ультразвукового сигнала в виде импульса от дефектоскопа к объекту исследования и фиксировании времени прихода сигнала, отраженного от предполагаемого дефекта до дефектоскопа. Метод позволяет обнаруживать поверхностные и глубинные дефекты с различной ориентировкой [6].

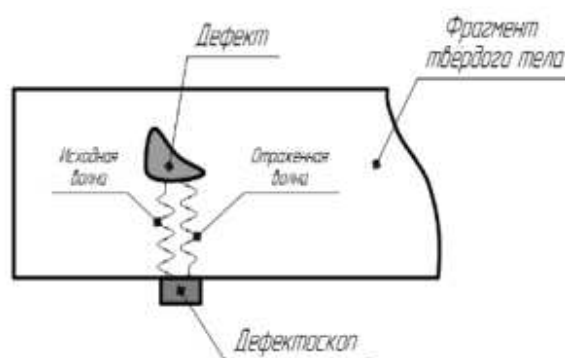


Рисунок 4 Обнаружение скрытого дефекта с помощью ультразвукового дефектоскопа

При теневом методе используют 2 отражателя (источник и приемник). Если известно расстояние между отражателями и измерено время прохождения волн от А к В, то в результате расчетов можно получить распределение скорости распространения волны на определенном участке объекта исследования (Рисунок 5). Таким образом можно обследовать участки на наличие дефектов [12].

Достоинства:

- Контроль может осуществляться практически из любых материалов.

- Широкая распространённость метода.

Недостатки:

- Высокие требования к состоянию поверхности исследуемого тела (тип, габариты, форма).
- Стоимость сравнительно высокая.
- Время контроля от среднего до длительного.
- Надежность оборудования средняя.

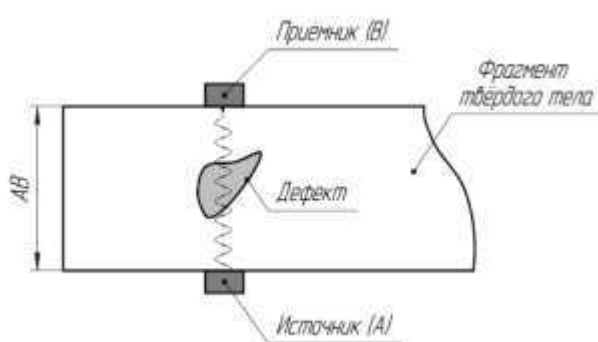


Рисунок 5. Обнаружение скрытого дефекта с помощью ультразвукового дефектоскопа

Сравнение рассмотренных методов НК сведено в таблицу 1.

Таблица 1 – Сравнение методов неразрушающего контроля

Метод НК	Что позволяет выявить	Недостатки метода
Магнитный	Контроль деталей из ферромагнитных сталей: поверхностные и подповерхностные дефекты, с шириной раскрытия от 2мкм и протяженностью от 0,5 мм	Низкая производительность Ограничения по толщине стенки ТТ и чувствительности Большие массогабаритные характеристики
Капиллярный контроль (ПВК)	Поверхностные и сквозные дефекты Выявляются дефекты, имеющие раскрытие порядка 1 мкм	Возможность обнаружения только выходящих на поверхность и сквозных дефектов. Невозможность точного определения их глубины Сложность механизации и автоматизации контроля
Ультразвуковой контроль (УК)	Выявляет все виды дефектов в сварных швах, околосшовных зонах и основном металле Скорость исследования высока при низкой стоимости и опасности для человека	Невозможно ответить на вопрос о реальных размерах дефекта, лишь о его отражательной способности в направлении приемника, а эти величины коррелируют не для всех типов дефектов

### Продолжение таблицы 1

Радиационный контроль (РК)	Выявление в сварных соединениях внутренних дефектов (трещин, непроваров, раковин, пор и шлаковых включений)	Не позволяет выявлять: поры и включения диаметром поперечного
Тепловой контроль (ТК)	Выявление мест протечек Нарушение изоляционного покрытия	Зависимость от погодных условий
Акустико-эмиссионный (АЭ)	Позволяет обнаруживать и регистрировать как поверхностные так и внутренние дефекты и только развивающиеся (от десятых долей мм), что позволяет классифицировать дефекты не по размерам, а по степени их опасности	Сложное и дорогостоящее оборудование Трудность выделения акустико-эмиссионных сигналов из помех Необходимость последующего контроля другими методами
Вихретоковый (ВК)	Позволяет обнаруживать как поверхностные, так дефекты, на глубине 1-4 мм	Низкая производительность Чувствителен только к дефектам со стороны доступной поверхности
Электрический контроль (ЭК)	Оценки целостности изоляционных покрытий	Жесткие требования к чистоте поверхности изделия Трудность автоматизации процесса измерения

Анализируя достоинства, недостатки и принципы действия различных методов, можно сделать следующие выводы:

- для обследования трубопроводов оптимальными по своим характеристикам и широкому распространению являются ультразвуковые и вихретоковые дефектоскопы.
- эффективность выявления коррозионных повреждений с помощью ультразвуковых дефектоскопов может быть повышена в результате дополнительной обработки результатов дефектоскопии.
- особое внимание стоит уделять материалу исследуемой поверхности, так как от этого зависит точность диагностики и минимальная погрешность [34].

### 1.3. Роботизированная внутритрубная диагностика

В действующей газотранспортной системе эксплуатируются газопроводы разных поколений, имеющие конструктивные особенности. Так, в первые годы строительства требования к конструкции газопроводов не учитывали

возможности созданных впоследствии внутритрубных дефектоскопов, и поэтому на трассах имеются участки, непригодные для пропуска внутритрубных дефектоскопов. К ним относятся участки с малым радиусом изгиба трубопроводов ( $R \leq 3D$ ); переменным диаметром; прямыми врезками в основной трубопровод. На перечисленных участках стандартные внутритрубные дефектоскопы не позволяют получить диагностическую информацию, что, в свою очередь, не дает возможность оценить надежность таких участков. Аналогичные трудности возникают и со сподводными переходами, газопроводами с низким давлением и т.п. В настоящее время такая ситуация возникает примерно на 40% магистральных газопроводов и для решения задачи их диагностики обследования были разработаны специальные внутритрубные дефектоскопы. Технология их использования была опробована в 2015 г. на газопроводах «Газпром трансгаз Севастополь».

Наиболее технологически сложным и трудоемким этапом диагностического обслуживания технологических трубопроводов является полная оценка технического состояния трубопровода, например, при проведении экспертизы промышленной безопасности с целью продления срока безопасной эксплуатации.

При этом необходимо оценить техническое состояние всех без исключения элементов технологического трубопровода (труб, соединительных деталей и т.д.), убедиться, что эти элементы, а также связывающие их сварные соединения не содержат недопустимых дефектов.

Процесс постепенной роботизации всех сфер жизни человека не обошел стороной и нефтегазотранспортную промышленность, в результате чего стали разрабатывать и применять роботизированные дефектоскопы. На смену традиционным методам диагностирования технического состояния трубопроводных систем пришли внутритрубные инспекционные снаряды-дефектоскопы, сочетающие в себе достоинства применяемых методов контроля и современные высокоавтоматизированные технологии [35].

					Литературный обзор	Лист
						28
	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Обнаружения дефектов в современных дефектоскопах производится, в основном, с применением 3 методов: ультразвукового, магнитного и с электромагнитно – акустическими преобразователями (ЭМАП) или метода «сухого ультразвука».

Для контроля промысловых трубопроводов внутритрубные снаряды-дефектоскопы пригодны лишь частично, поскольку камерами пуска-приема оборудованы лишь коллекторы II порядка в случае перекачки нефти или шлейфы-коллекторы в случае транспорта газа, что составляет не более 40% от всего промыслового трубопроводного фонда. Также не всегда возможна предварительная подготовка внутренней поверхности исследуемого трубопровода для пропуска внутритрубного снаряда-дефектоскопа, что отражается на качестве проведенного мониторинга.

Для решения таких проблем были разработаны мобильные робототехнические системы, способные самостоятельно передвигаться по трубопроводу под руководством оператора. Данные устройства стали следующим шагом в развитии оценки технического состояния трубопровода с использованием внутритрубной дефектоскопии.

Роботизированная внутритрубная диагностика – это эффективное решение для определения реального технического состояния трубопроводов, доступ к которым снаружи затруднен или невозможен. Диагностика выполняется с помощью уникальных робототехнических комплексов. В отличие от традиционно применяемых для внутритрубной диагностики поршней, робототехнические комплексы позволяют:

- проходить наклонные и вертикальные участки трубопроводов;
- поворачивать в тройниках и отводах;
- проходить трубопроводы с участками разных диаметров, что делает возможным контроль обвязок компрессорных станций, переходов под водными преградами и автомагистралями.

Робототехнические комплексы способны самостоятельно перемещаться по трубопроводам различного диаметра с возможностью преодоления тройников

и разветвителей как в горизонтальной, так и в вертикальной плоскости. Устройства оснащаются модулями, обнаруживающими дефекты несколькими методами неразрушающего контроля для максимальной достоверности. Робототехнические системы оборудуются средствами регистрации пройденного расстояния, определения собственного положения и записи этих данных вместе с информацией о дефектах. Введение устройств в трубопровод и его извлечение наружу осуществляется через люк-лаз, технологический рез или обратный клапан и производится в одной и той же точке, чтобы избежать необходимости шурфовки в нескольких местах.

Передвижение робототехнических устройств осуществляется с помощью колесных или гусеничных движителей - кроулеров с электроприводом. Колесные устройства, как правило, предназначаются для газопроводов, гусеничные – для газо- и нефтепроводов. Для придания движения применяется электропривод.

На практике встречаются как автономные модели, использующие на борту аккумуляторные батареи для питания датчиков и кроулеров, так и проводные модели, соединенные кабелем с пультом оператора.

Загрузка самодвижущихся дефектоскопов производится в опорожненный от транспортируемой среды трубопровод. Диагностическое оборудование, располагаемое на устройстве и обеспечивающее мониторинг внутренней полости трубопровода, позволяет проводить визуальный и измерительный контроль, профилометрию, радиографический контроль сварных швов и ультразвуковой электромагнитно-акустический контроль.

### **1.3.1. Телеинспекционные устройства**

К наиболее простым робототехническим системам относят телеинспекционные устройства. Телеинспекционное оборудование позволяет выявить:

- видимые дефекты – трещины, коррозионные участки и т.д.;
- места расстыковки и разрушения труб, трещины, свищи;

- несанкционированные врезки;
- засоры, оставленные после строительства или ремонта.

Основными элементами телеинспекционной системы являются:

- движущаяся колесная, реже гусеничная, тележка - кроулер, несущая узел камеры и освещающие поле зрения светодиоды;
- кабель, по которому подается питание и управляющие сигналы на тележку, а также передается изображение с камеры;
- пульт управления, с которого осуществляется мониторинг перемещения тележки и камеры, изменение подсветки, и на котором записывается и обрабатывается изображение.

Ярким представителем данного типа является мобильная робототехническая система диагностики NG-RX (Рисунок 6).



Рисунок 6. Мобильная робототехническая система диагностики NG-RX

NG-RX применяется для тестирования и выявления дефектов в трубопроводах диаметром до 300 мм методом визуального обследования. Управление системой осуществляется с помощью кабеля длиной 300 м, которым она соединяется с пультом управления. Данное устройство выполнено во взрывозащищенном исполнении из химически стойких материалов. Робототехническая система снабжена водонепроницаемой видеокамерой высокого разрешения, обеспечивающая поворот камеры на угол до 84 ° в горизонтальной плоскости, а также подсветкой с возможностью направления и

фокусировки. Камера позволяет вести запись и трансляцию на монитор оператора в режиме реального времени [25].

Подобными являются система DIGIMAX с роботом FW-150S и система TARIS с роботом SIGMA (Рисунок 7).



Рисунок 7. Робот FW-150S (слева) и SIGMA (справа)

В ходе проведения контроля оператор управляет движением дефектоскопа в трубе и в режиме реального времени наблюдает на мониторе состояние внутренней полости трубопровода (Рисунок 3.18) [26], [27].

### 1.3.2. Рентгеновские кроулеры

Для контроля кольцевых сварных швов используют радиографический метод, который применяется на внутритрубном рентгеновском кроулере CR-219 (Рисунок 8).

Рентгеновский кроулер CR-219 предназначены для панорамного радиографического контроля сварных соединений трубопроводов диаметром от 200 до 530 мм.



Рисунок 8. Рентгеновский кроулер CR-219



Кроулер имеет магнитную систему управления. Оснащён датчиком воды, датчиком препятствия и датчиками конца трубы, что исключает возможность его повреждения во время контроля. Благодаря усовершенствованной магнитной помехозащищённой системе обеспечивается точное позиционирование кроулера внутри трубы.

Питание кроулера осуществляется от высокоэффективных литий-ионных аккумуляторов, что соответствует 8 часам автономной работы рентгеновского дефектоскопа. Скорость кроулера 13 м/мин.

### 1.3.3. Телеуправляемые робототехнические системы

Для проведения 100% мониторинга основного тела трубопровода недостаточно использования ВИК и радиографического метода для контроля сварных швов. Поэтому конструкторы ЗАО «Диаконт» разработали и успешно протестировали телеуправляемый диагностический комплекс ТДК-400-М-Л, позволяющий проводить контроль трубопроводов диаметром 500-1400 мм (Рисунок 9).



Рисунок 9. Телеуправляемый диагностический комплекс ТДК-400-М-Л

Данный робототехнический комплекс включает в себя взрывозащищенное средство доставки (внутритрубный дефектоскоп), на которое могут быть установлены различные сменные модули неразрушающего контроля: визуального и измерительного контроля (модуль ВИК), а также бесконтактного ультразвукового контроля с применением электромагнитно-

акустических преобразователей (ЭМАП) прямого и наклонного ввода УЗ-импульса (ЭМА-модуль).

Самоходный роботизированный комплекс обеспечивает проведение внутритрубной диагностики таких сложных участков, как:

- вертикальные и наклонные участки;
- конические переходы;
- горизонтальные и вертикальные тройники;
- трубопроводы с различными диаметрами и толщиной стенки;
- трубопроводы без специализированных камер пуска/приема.

Загрузка робота во внутреннюю полость опорожненного трубопровода осуществляется через люк-лаз, обратный клапан, технологический рез, что обеспечивает проведения диагностики трубопроводов без камер пуска-приема.

Внутритрубный дефектоскоп способен перемещаться внутри обследуемого трубопровода на расстояние до 240 м от мест загрузки, как по горизонтальным трубопроводам со скоростью 50 мм/с, так и по наклонным и вертикально расположенным участкам  $D_n = 700 - 1000$  мм со скоростью 25 мм/с.

Робототехнический комплекс обеспечивает обнаружение таких дефектов, как:

- внутренние и внешние потери металла;
- язвенная и сплошная коррозия внутренней и внешней поверхностей;
- трещиноподобные дефекты и механические повреждения;
- отклонения геометрической формы трубы;
- отклонение пространственного положения трубопровода от проектного;
- отслоения защитного изоляционного покрытия [28].

Диагностический комплекс ТДК-400-М-Л способен проводить следующие методы контроля:

- визуальный и измерительный контроль;
- лазерная профилометрия;

- ультразвуковой контроль с применением ЭМАП;

Метод ВИК позволяет определять размеры видимых дефектов и объектов на изображении, а также измерять глубину дефектов.

Измерение оптически открытых дефектов производится с использованием лазерного зонда, проецирующего на контролируемую поверхность параллельные полосы, которые изменяют свою форму в зависимости от рельефа поверхности. Посредством ПО, разработанным ЗАО «Диаконт», оператор может прямо на видеоизображении измерить интересующие его объекты, попавшие в поле зрения камеры, а также измерить глубину дефектов.

Метод визуального обследования заключается в контроле поверхности посредством анализа видеоизображений, получаемых с телевизионных камер. Обследование проводится с помощью телекамер переднего и заднего обзора, установленных на робототехническом комплексе и способных свободно вращаться в горизонтальной и вертикальной плоскостях.

Внутритрубное обследование позволяет выявить наличие недопустимых технологических элементов в трубах, посторонних предметов, грязевых и шламовых отложений, вмятин, крупных поверхностных дефектов, а также установить расположение сварных соединений.

Метод лазерной профилометрии применяется для выявления повреждений и дефектов на внутренней поверхности трубы, а также детектирования наличия особенностей внутренней поверхности и превышений допустимой овальности трубопровода [29].

Принцип ультразвукового метода с электромагнитно-акустическими преобразователями описан выше, в процессе диагностики регистрируются сдвиговые волны SH с горизонтальной поляризацией. Главным достоинством метода является возможность проведения контроля при воздушном зазоре до 2 мм между преобразователем и металлом трубопровода. Это делает возможным проведение внутритрубной диагностики трубопроводов без использования контактной жидкости по неподготовленной поверхности, через воздушный зазор

					Литературный обзор	Лист
						35
Лист	№ докум.	Подпись	Дата			

[5]. Диагностические модули обеспечивают режимы прямого и наклонного ввода ультразвуковых сигналов (Рисунок 10).



Рисунок 10. Режимы ввода ультразвуковых волн

В режиме прямого ввода ультразвуковые волны направлены перпендикулярно стенке трубы. Контроль в этом режиме позволяет измерить толщину стенки трубы и выявить внутренние дефекты металла, ориентированные параллельно стенкам трубы дефекты (расслоения, ликвации). В режиме наклонного ввода ультразвуковые волны направлены под углом к стенке трубы. В этом режиме выявляются трещиноподобные дефекты, в том числе КРН, а также питтинговая коррозия [16].

При движении робототехнической системы происходит ротация ультразвукового модуля, что обеспечивает обследование 100% внутренней полости трубопровода (Рисунок 11).



Рисунок 11. Вращение ЭМА модуля

Контроль сварных стыков осуществляется с помощью метода ультразвукового ЭМА контроля. Используются два мультисенсорных ЭМА-преобразователя, расположенных по разные стороны от шва (Рисунок 12).

Конструкция ЭМА-преобразователя обеспечивает наклонный ввод сигналов (25-40°) на различном расстоянии от шва, что позволяет провести контроль всего тела шва и околошовной зоны.

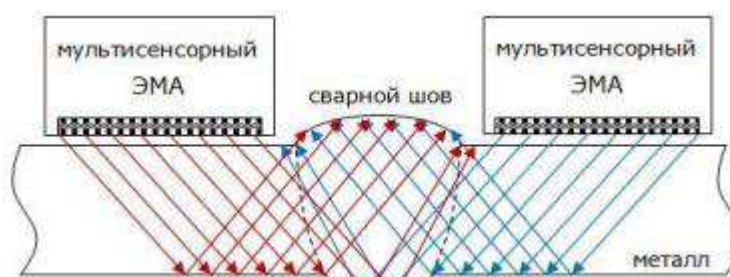


Рисунок 12. Контроль сварного соединения

Использование ЭМА технологии прямого ввода и наклонного ввода позволяет техническим специалистам выявлять внутреннюю и внешнюю коррозию металла с минимальной глубиной дефекта от 1 мм (при вероятности обнаружения 90%) и точностью измерения  $\pm 0,5$  мм (с достоверностью 80%).

Для выбора того или иного метода контроля на робототехническом устройстве производится замена модулей, что обеспечивает высокое качество диагностики и точность обнаружения дефектов [30].

Существуют другие, хорошо зарекомендовавшие себя самодвижущиеся дефектоскопы, использующие для ВТД комбинацию визуально-измерительного и ультразвукового «сухого» методов. Одной из таких разработок является робототехническая система компании ОАО «Оргэнергогаз», предназначенная для диагностики труб диаметром 700-1000 мм (Рисунок 13).

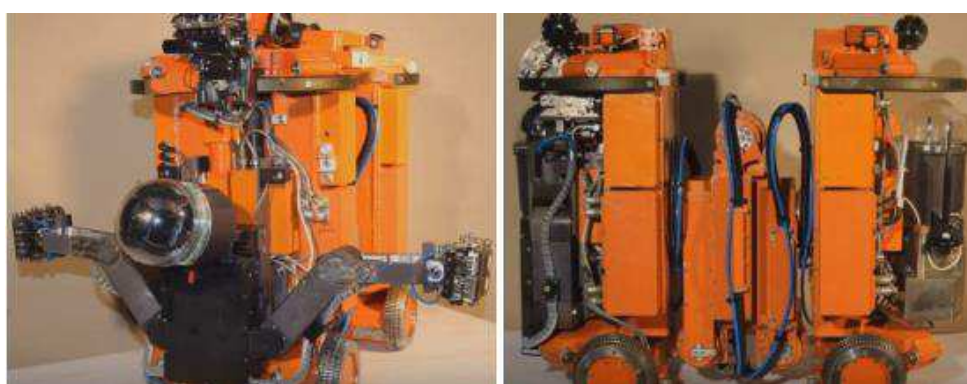


Рисунок 13. Робототехническая система компании ОАО «Оргэнергогаз»

Устройство относится к колесно-шагающим сочлененным транспортным средствам и состоит из подвижного аппарата и диагностирующих модулей для проведения ВИК и ультразвукового ЭМА контроля [31].

Подвижный аппарат состоит из 2-х секций, связанных между собой механизмом сочленения, для удобного маневрирования в трубе и прохождения вертикальных тройников. Для фиксации устройства и движения в вертикальной плоскости используется распорные механизмы (Рисунок 14).



Рисунок 14. Распорные устройства аппарата

Загрузка комплекса производится через люк-лаз, обратный клапан или технологический рез в предварительно опорожненный трубопровод. Робототехническая система является автономной, питание осуществляется с помощью аккумуляторной батареи. Управление устройства происходит по технологии Wi-Fi.

Скорость аппарата до 10 м/мин. В горизонтальной плоскости движения происходит за счет качения на колесах, в вертикальной – в шагающем режиме. Для ВИК робототехнический комплекс снабжен 2 камерами высокого разрешения на передней и задней секциях. Обнаружение невидимых при ВИК дефектов происходит при ультразвуковом ЭМА контроле, что позволяет проводить сплошной мониторинг по неочищенной внутренней поверхности трубопровода [32].

Устройством, подобным рассмотренным выше является и сканер-дефектоскоп A2072 IntroScan (Рисунок 15), предназначенный для обнаружения,



селекции типов и измерения параметров дефектов основного металла труб и сварных дефектов при проведении внутритрубной диагностики (ВТД) трубопроводов.



Рисунок 15. Робототехнический комплекс A2072 «IntroScan»

Сканер-дефектоскоп обеспечивает внутритрубный контроль без предварительной очистки трубопровода, производит обследование основного металла и сварных соединений с применением телевизионно-оптической системы и антенных решеток с акустическими датчиками с сухим точечным контактом (волноводный ультразвуковой контроль, поперечная ультразвуковая волна SH-поляризация).

A2072 IntroScan (Рисунок 16) способен перемещаться по технологическим трубопроводам компрессорной станции (трубы, отводы, тройники, запорно-регулирующая арматура) диаметром от 300 мм. Малые размеры платформы позволяют осуществлять загрузку дефектоскопа во внутреннюю полость трубопровода через люк-лазы, крышки обратных клапанов, технологические отверстия размерами 300×250 мм.

Благодаря четырем магнитным моторколесам СД перемещается по стенам трубопровода. В мотор-колесный модуль встроены датчики Холла, контролирующие напряженность магнитного поля контура «колесо — поверхность», что обеспечивает как регистрацию переезда стыковых сварных швов, так и предотвращение «отрыва» колеса от ферромагнитной поверхности при наезде на препятствие.

Транспортный модуль дефектоскопа оснащен трехосевым датчиком наклона, что в сочетании с датчиком пути позволяет формировать трехмерную карту пройденного участка ТТ КС на компьютере оператора. Скорость перемещения СД в транспортном режиме составляет 5 м/мин. При выполнении операций НК скорость зависит от требований используемого метода контроля.

Телевизионно-оптическая система сканера, включающая видеокамеры высокого разрешения, два светодиодных прожектора и привод поворота модуля в вертикальной плоскости, обеспечивает визуально-измерительный контроль в процессе выполнения работ по ВТД.

В процессе контроля используется ультразвуковой контроль с ЭМА-преобразователями с сухим точечным контактом (СТК), позволяющим возбуждать и принимать ультразвуковые колебания в стенке деталей трубопровода без применения контактной жидкости – только за счет трения керамического протектора преобразователя с поверхностью металла (поиск дефектов с высотой более 10% от толщины стенки трубопровода, эффективная длина контроля до 4 000 мм). Сканер-дефектоскоп производит оперативный анализ данных с мгновенной выдачей модели трубопровода в формате 3D (Рисунок 16) [33].

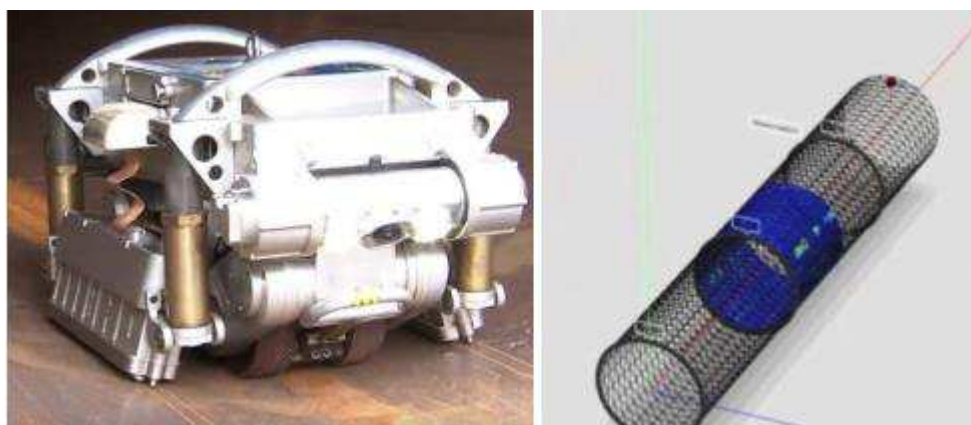


Рисунок 16. Принцип и результаты диагностики сканер-дефектоскопом A2072 IntroScan

Современные робототехнические системы – это высокотехнологичные устройства, обеспечивающие проведение контроля трубопровода с использованием сразу нескольких методов неразрушающего контроля.



Комбинация методов способствует более точному определению местоположения дефектов, их размеров, формы и позволяет с высокой степенью достоверности оценить техническое состояние диагностируемого трубопровода и его остаточный ресурс с целью обеспечения безопасной эксплуатации трубопровода.

Достоинства и недостатки самодвижущихся робототехнических систем сведены в таблицу 2.

Таблица 2 Достоинства и недостатки самодвижущихся робототехнических систем

Достоинства	Недостатки
Обнаружения широкого спектра дефектов глубиной от 10 % толщины исследуемого трубопровода	Высокие убытки предприятия из-за необходимости в остановке эксплуатации трубопровода и его полном опорожнении
Высокая достоверность результатов в связи с применением нескольких методов контроля	Ограниченный запас хода в связи с длиной кабеля или с ресурсом аккумуляторной батареи
Возможность загрузки дефектоскопа в трубопровод без использования камер пуска-приема	Высокая стоимость диагностических работ и применяемого оборудования
Высокая маневренность	Сложность оценки глубины трещиноподобных дефектов
Управление в режиме реального времени	Низкая скорость мониторинга по сравнению с внутритручными снарядами-дефектоскопами
Отсутствие шурфовки участка трубопровода и удаления изоляции для проведения ВТД	Невозможность проведения контроля трубопровода малого диаметра (не более 300 мм) вследствие больших габаритных размеров применяемых устройств.
Возможность прохождения участков трубопровода сложной геометрии	
Самостоятельное регулирование скорости движения в процессе ВТД	
Возможность проведения контроля по неочищенной внутренней полости трубопровода	
Высокая информативность получаемых данных, оперативность предоставления отчета	

### 1.3.3.1. Сравнение телеуправляемых робототехнических систем

Обобщая и анализируя информацию о телеуправляемых системах, представленную выше, приведем небольшой обзор с достоинствами и недостатками рассмотренных комплексов.

Одно из известных роботизированных средств ВТД – робот-трактор ЗАО «КТПИ «Газпроект» работает в основном как толщиномер, выявляющий общую и язвенную коррозию [36]. При этом вращающийся электромагнитоакустический датчик обеспечивает невысокую эффективность выявления дефектов, вызванных КРН: в лучшем случае он обнаруживает трещины глубиной более 30-40 % толщины стенки трубы.

Загрузка робота-трактора в трубопровод требует шурфовки и проведения огневых работ по вырезке нескольких катушек на технологических трубопроводах. К тому же устройство не способно проходить вертикальные тройники, что резко ограничивает область его применения.

Робот-сканер на магнитных колесах ЗАО «Интроскан Технолоджи» [37] выявляет трещины, образованные из-за КРН, глубиной от 15 % стенки трубы, может загружаться в трубопровод через люк-лаз или обратный клапан, способен проходить вертикальные тройники. Небольшие размеры робота, с одной стороны, дают преимущество, позволяя выполнять ВТД трубопроводов малых диаметров, а с другой – существенно увеличивают время прохождения заданной дистанции.

Еще один вариант РД – роботизированное средство диагностики АО «Оргэнергогаз» [32], предназначенное специально для диагностики дефектов, возникших из-за КРН. Оно позволяет выявлять трещины глубиной от 5 % толщины стенки трубы, загружается в люк/лаз или обратный клапан без разрезания трубопровода и способен проходить любые вертикальные тройники и участки. За одну загрузку в трубопровод данный РД может без подзарядки аккумуляторов провести сплошное сканирование 250 пог.м трубы с прохождением нескольких вертикальных участков или тройниковых элементов[13].

					Литературный обзор	Лист
						42
	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Сравнение упомянутых выше дефектоскопов представлено в Таблице 3.

В перспективе вероятность обнаружения дефектов, вызванных коррозией, с помощью рассмотренных выше устройств приблизится к вероятности выявления аналогичных дефектов при диагностическом сопровождении капитального ремонта технологических трубопроводов компрессорных станций. И еще одним очень важным достоинством подобных устройств является исключение погрешности, которую вносит человеческий фактор [14].

Таблица 3 Сравнение роботизированных дефектоскопов

Разработчик	ЗАО «ИнтроСкан Технолоджи»	ОАО «Оргэнергогаз»	ЗАО «Диаконт»
Наименование	Сканер–дефектоскоп A2072 «IntroScan»	комплекс дефектоскопии технологических трубопроводов	<i>ТДК-400-М-Л</i>
Условный диаметр обследуемых трубопроводов, мм	Ду 500-1400	Ду 700-1000	Ду 500-1400
Масса, кг	12	85	100
Дальность контроля от места загрузки, м	до 1500	до 1000	до 550
Скорость движения средств ВТД, м/мин	5	10	12
Линия связи	беспроводная связь (Wi-Fi-канал) до 8 часов автономной работы	беспроводная связь (Wi-Fi-канал) до 3,5 часов автономной работы	кабель соединительный
Загрузка-выгрузка	люк-лаз Ду 400 мм, обратный клапан, технологический рез	люк-лаз Ду 700 мм, обратный клапан, технологический рез	обратный клапан Ду 700 мм, технологический рез
Вид контроля	ВТО, ВИК, УЗК	ВИК, УЗК ЭМА контроля	ВТО, ВИК, УЗК, УЗТ
Чувствительность акустического контроля	15 % от толщины стенки; 30% от толщины сварного соединения.	глубиной от 5 % толщины стенки трубы	более 30-40 % толщины стенки трубы

## Выводы по главе 1

Об актуальности темы неразрушающего контроля говорят высокие темпы роста исследований взаимодействия дефектоскопа и трубы. Ультразвуковой

метод является, пожалуй, самым плодотворным и распространенным способом НК основного металла как технологических так и магистральных трубопроводов. Высокая чувствительность, безопасность применения и оперативность делает его наиболее оптимальным по сравнению с другими методами неразрушающего контроля. На его долю приходится 32% объема контроля всех изделий в различных сферах производства. Эффективность метода может быть повышена путем дополнительной обработки результатов диагностики. При этом, стоит уделить особое внимание материалу исследуемой поверхности, от чего зависит точность диагностики и минимальная погрешность.

Так как классические решения диагностики трубопроводов непригодны для технически сложных участков (участки с малым радиусом изгиба трубопроводов ( $R \leq 3D$ ); переменным диаметром; прямыми врезками в основной трубопровод (тройники)), то около 45% МГ не приспособлены для ВТД. Требуется разработка новых технических решений с целью возможности контроля обвязок компрессорных станций, переходов под водными преградами и автомагистралями.

Прогрессивные устройства, автоматизация и новые методы мониторинга позволяют предотвратить возникновение аварийных ситуаций, при эксплуатации ГТС, тем самым обеспечив безопасность транспорта добываемого сырья.

Создание мобильных робототехнических систем для диагностики технического состояния и проведения неразрушающего контроля внутри промышленных трубопроводов – одно из направлений развития современной внутритрубной диагностики.

Было произведено сравнение наиболее распространенных в РФ роботизированных дефектоскопов, из которых наиболее предпочтительным оказался IntroScan A2072, который выгодно отличается от других подобных устройств своими небольшими габаритами и массой (12 кг), автономностью работы (до 8 часов) и дальностью контроля (до 1500м).

					Литературный обзор	Лист
						44
Лист	№ докум.	Подпись	Дата			

## 2. АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ СКАНЕРА-ДЕФЕКТОСКОПА «INTROSCAN A2072» ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ОПЭ

С увеличением сроков эксплуатации газоперекачивающих компрессорных станций техническое состояние их технологических трубопроводов требует разработки системы специальных мероприятий по обеспечению заданного уровня надежности, так как эксплуатация за пределами расчетного ресурса сопровождается повышением вероятности аварий, в том числе и с тяжелыми экологическими последствиями. При этом снижение надежности в большинстве случаев связано с развитием коррозии.

Для успешного функционирования системы управления ТС объектов компрессорной станции важна точная информация о текущем состоянии этих объектов. При этом обследование ТТ КС, пролегающих под землей, ввиду их сложной конфигурации, сильно затруднено при применении классических решений в области дефектоскопии и эффективные технические решения обследования таких объектов попросту отсутствуют[39]. На сегодняшний день существуют три основные программы по определению технического состояния технологических трубопроводов компрессорных станций:

1. Программа диагностического обследования объектов КС (ДООКС), подразумевающая:

- периодические контрольные измерения. Вариант не обеспечивает объективную оценку технического состояния;
- наземное обследование средствами НК без вскрытия ТТ КС. Достоверность результатов дистанционного НК составляет не более 50 %;
- контрольное шурфование в целях поиска участков ТТ КС, подверженных КРН. Метод основан на комплексном анализе исполнительно-технической документации (ИТД) обследуемого объекта и последующем обследовании в локальных шурфах, определенных по результатам анализа ИТД.

					Исследование ТС трубопроводов и эффективности применения сканера-дефектоскопа Introscan A2072 в ООО «Газпром трансгаз			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Терентьев Е.С			Анализ эффективности сканера-дефектоскопа «IntroScan A2072» по результатам ОПЭ	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Бурков П.В.					45	144
Консульт.						<b>НИ ТПУ гр. 2БМ8</b>		
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.						

Его эффективность зависит от полноты и качества имеющейся на объектах ИТД, которая зачастую находится в неудовлетворительном состоянии.

2. Программа капитального ремонта (КР) ТТ КС: диагностическое сопровождение (ДС) ремонтных работ с применением средств НК в рамках указанной программы проводят после полнопрофильного шурфования трубопроводов, очистки от изоляционного покрытия и пескоструйной обработки поверхности труб [40]. Результаты ДС считаются наиболее достоверными в отношении определения технического состояния ТТ КС. Для реализации этой программы требуются огромные временные и финансовые ресурсы.

3. Программа внутритрубной диагностики (ВТД) ТТ КС наиболее перспективна с точки зрения оценки технического состояния объектов ТТ КС. Периодические обследования ВТД позволят перейти к обслуживанию объектов ТТ по техническому состоянию при технико-экономически обоснованном выборе компенсирующих ремонтных мероприятий, например, между выборочным ремонтом дефектных элементов и сплошной заменой труб на участке ТТ КС [41].

Программа ВТД была произведена в ходе полевых испытаний сканера-дефектоскопа Introscan A2072, где были подтверждены основные характеристики комплекса и получены следующие результаты:

- Проведена оценка временных показателей производительности механизированной транспортной платформы при различных режимах работы СД. При обеспечении максимальной чувствительности (шаг измерений – 10 мм; количество усредняемых сигналов за 1 цикл – 32) скорость движения СД составила 0,2 п.м./мин (9,1 мин. на 1 п.м. трубы). Учитывая, что существенных различий в результатах контроля при шаге измерений 10 мм и 25 мм не было зафиксировано, для увеличения производительности было принято решение о целесообразности использования режима с шагом 25 мм, при этом скорость движения СД составляет 0,3 п.м./мин (3,5 мин. на 1 п.м. трубы).

- По результатам внутритрубного контроля отмечена возможность оценки качества адгезии изоляционного покрытия к металлу трубы по величине

					Анализ эффективности сканера-дефектоскопа «IntroScan A2072» по результатам ОПЭ	Лист
						46
	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

затухания сигналов фиксируемых датчиками СТК (максимальная регистрируемая разница амплитуды сигнала на трубах с заводской изоляцией и трубах без изоляции составила 10 дБ).

- При проведении исследовательских стендовых испытаний опытным образцом внутритрубного сканера-дефектоскопа A2072 «IntroScan» зафиксированы и локализованы искусственные (пропилы, засверловки, вышлифовки) и естественные (продольная трещина, механические повреждения, скопления трещиноподобных дефектов) дефекты.

Таким образом, Introsan A2072 позволяет с максимальной точностью отследить наличие дефектов в системах трубопроводных коммуникаций, своевременно выявить их и устранить в рабочем порядке. Прибор обладает значительной мощностью и удобными габаритными параметрами, которые позволяют ему наиболее эффективно работать с наименьшим риском в областях потенциальной коррозии, трещин, окислительных процессов. Погружаясь в такую среду через специальный люк-лаз, роботизированный дефектоскоп способен своевременно выявить дефекты с целью последующего их устранения.

Следует отметить, что эффективность реализации конкретного решения по работе с выявленными поражениями подверглась качественной оценке со стороны экспертного совета, благодаря которому удалось максимально выгодно имплементировать традиционный метод вырезки катушки. Это позволило наладить эффективное функционирование газопровода компрессорной станции, который пребывал в непрерывной эксплуатации в течении свыше 30 лет.

На основе данных, полученных с аппарата Introsan A2072, были произведены расчеты, которые позволили качественно подойти к решению проблемы устранения дефектов в рабочей области газопровода КС. Каждое такое решение обычно проходит проверку на эффективность и рациональность.

Эффективность аппарата лежит также в области отсутствия значительных энергозатрат. Подзарядка устройства не занимает много времени.

Система Introsan A2072 не ограничивается мобильностью, энергоэффективностью, точностью измерений и возможностью визуализации

					Анализ эффективности сканера-дефектоскопа «IntroScan A2072» по результатам ОПЭ	Лист
						47
	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

данных на ПК. Устройство отличается высокой продуктивностью, благодаря чему повышается его конкурентоспособность среди роботизированных сканеров-дефектоскопов.

Основные технические требования к транспортным модулям и дефектоскопическим характеристикам СД для ВТД ТТ КС сформулированы в нормативных документах [40,41]. В результате ОПЭ подтверждено соответствие заявленных характеристик Introscan A2072 «Техническим требованиям к диагностическим комплексам для внутритрубного технического диагностирования ТТ КС ПАО «Газпром» (Таблица 4).

Таблица 4 Результаты Опытно-промышленной эксплуатации диагностического комплекса «IntroScan»

Параметр	Значение	Требование СТО
Вероятность обнаружения дефектов основного металла труб и СДТ глубиной свыше 10% толщины стенки	91%	вероятность обнаружения 90% для дефектов глубиной свыше 15%
Максимальная дальность контроля от места загрузки	630м	250м
Производительность автоматизированного ультразвукового контроля основного металл	18п.м/час	6м.п./час
Габаритные размеры сканера позволяют осуществлять загрузку через технологические отверстия	штатные люк-лазы, обратные клапаны от Ду 400мм	требование СТО отсутствует
обеспечивается проведение контроля вертикальных и наклонных участков трубопроводов, соединительных деталей и криволинейных участков радиусом от 1,5 Ду	-	-
измерительная система сканера малочувствительна к загрязнениям внутренней полости	-	-

## Выводы по главе 2

Периодические обследования ВТД позволят перейти к обслуживанию объектов ТТ по техническому состоянию при технико-экономически обоснованном выборе компенсирующих ремонтных мероприятий.

Программа ВТД была реализована в ходе полевых испытаний сканера-дефектоскопа Introscan A2072, где были подтверждены основные характеристики комплекса и получены следующие результаты:

					Анализ эффективности сканера-дефектоскопа «IntroScan A2072» по результатам ОПЭ	Лист
						48
	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



- При обеспечении максимальной чувствительности скорость движения СД составила 12 п.м./час.

- Возможность оценки качества адгезии изоляционного покрытия к металлу трубы (максимальная регистрируемая разница амплитуды сигнала на трубах с заводской изоляцией и трубах без изоляции составила 10 дБ).

- Выявляемость дефектов глубиной свыше 15% от толщины стенки обследованного трубопровода составила 91 %. При этом измерительная система сканера малочувствительна к загрязнениям.

В результате ОПЭ A2072 «IntroScan» на объектах КС ООО «Газпром трансгаз Сургут» подтверждено соответствие заявленных характеристик Introscan A2072 «Техническим требованиям к диагностическим комплексам для внутритрубного технического диагностирования ТТ КС ПАО «Газпром». Прибор удовлетворяет требованиям системы управления техническим состоянием и целостностью площадных объектов КС, а именно:

- проведение работ по диагностике с наименьшими затратами на подготовительные работы;

- обследование всей номенклатуры деталей на всех участках технологических трубопроводов КС;

- локализуются и идентифицируются объемные (коррозия, механические повреждения) и плоскостные (трещиноподобные) дефекты;

- высокая степень роботизации процессов ВТД позволяет исключить «человеческий» фактор при проведении контроля;

- высокая степень информативности, детализации и визуализации отчетных материалов позволяет в кратчайшие сроки принять обоснованные решения о дальнейшей эксплуатации обследуемого объекта.

В настоящее время проводятся работы по разработке акустического модуля для контроля кольцевых и продольных сварных соединений; автоматизация центра обработки данных с построением цифровой информационной модели трубопроводов.

					Анализ эффективности сканера-дефектоскопа «IntroScan A2072» по результатам ОПЭ	Лист
						49
	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

### 3. КОНСТРУКТОРСКАЯ ЧАСТЬ

#### 3.1 Описание конструкции транспортной платформы для СД

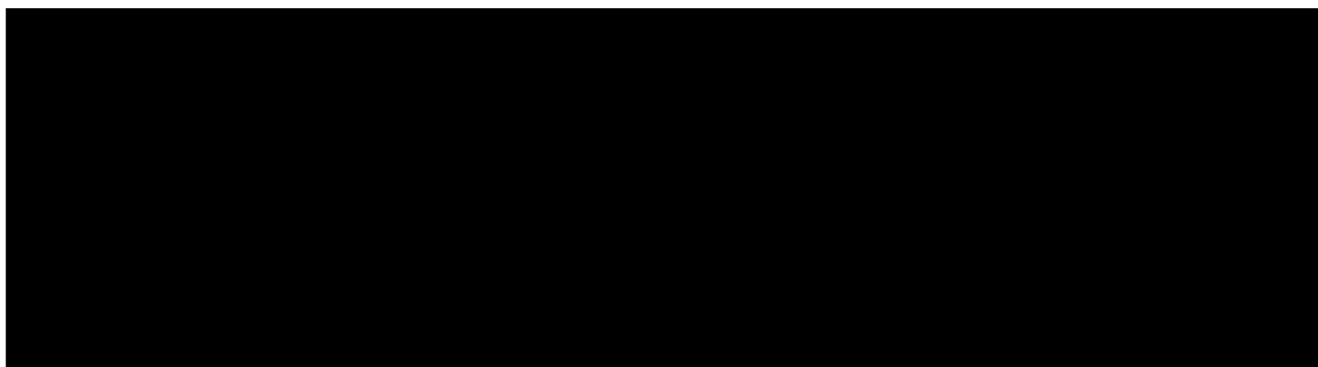
Несмотря на выявленные в процессе опытно-промышленной эксплуатации достоинства, были обнаружены и недостатки дефектоскопа, а именно, его платформы.

К ним относятся:

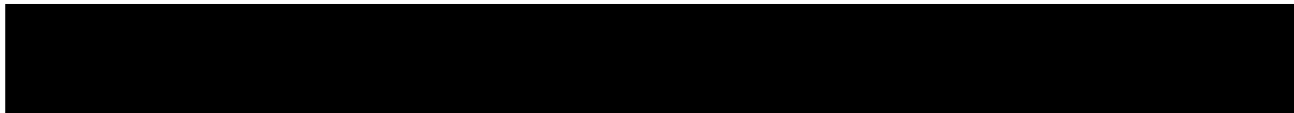
- исключена возможность маневрирования в тройниках с Ду 300 мм из-за наличия значительного радиуса поворота и габаритов;
- невозможность преодоления вертикальных препятствий из-за конфигурации платформы;
- при опрокидывании платформ во время движения по боковой поверхности трубы вследствие налипания на магнитные колеса металлического мусора или других причин платформы становятся не извлекаемыми.

Целью настоящего изобретения является создание малогабаритной платформы для внутритрубного дефектоскопа на магнитных колесах, позволяющей:

- осуществлять неограниченное маневрирование в сложной трубопроводной обвязке с Ду $\geq$ 300 мм;
- преодолевать вертикальные препятствия трубопроводной обвязки без оснащения платформы механизмом отключения магнитного поля колес;
- самостоятельно вставать на колеса после возможного опрокидывания.



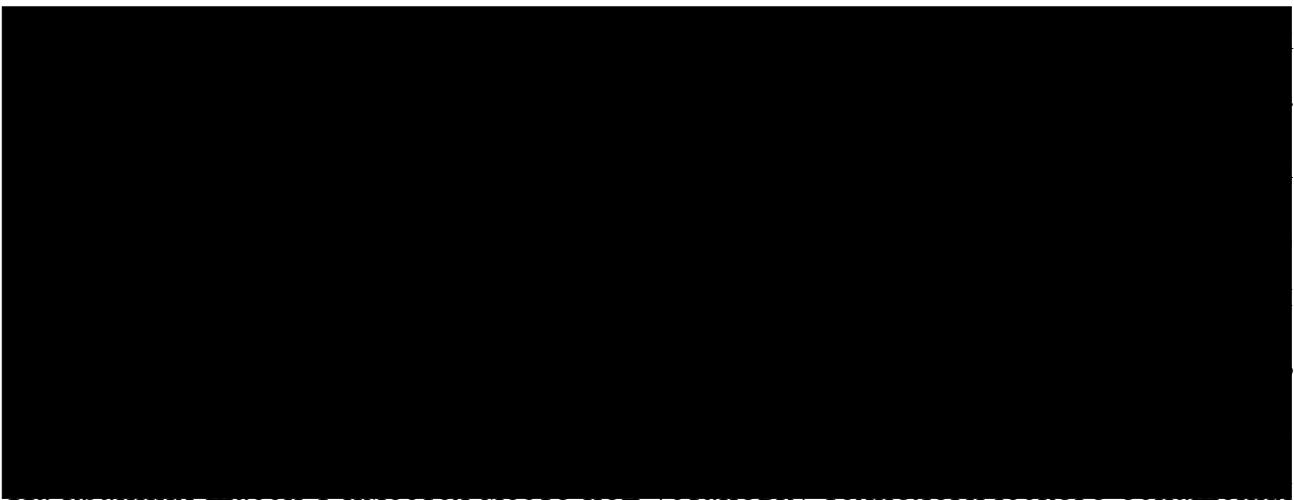
					Исследование ТС трубопроводов и эффективности применения сканера-дефектоскопа Introscan A2072 в ООО «Газпром трансгаз			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Терентьев Е.С			Конструкторская часть		Лит.	Лист
Руковод.		Бурков П.В.						Листов
Консульт.								
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.						
					НИ ТПУ гр. 2БМ8			
					50 144			



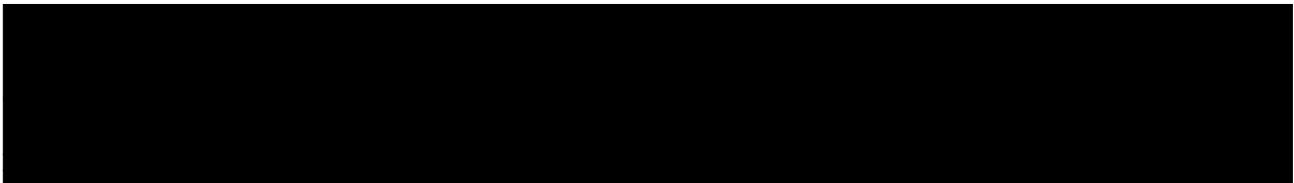
На чертеже (Рисунок 17) показана платформа для внутритрубного дефектоскопа на магнитных колесах,



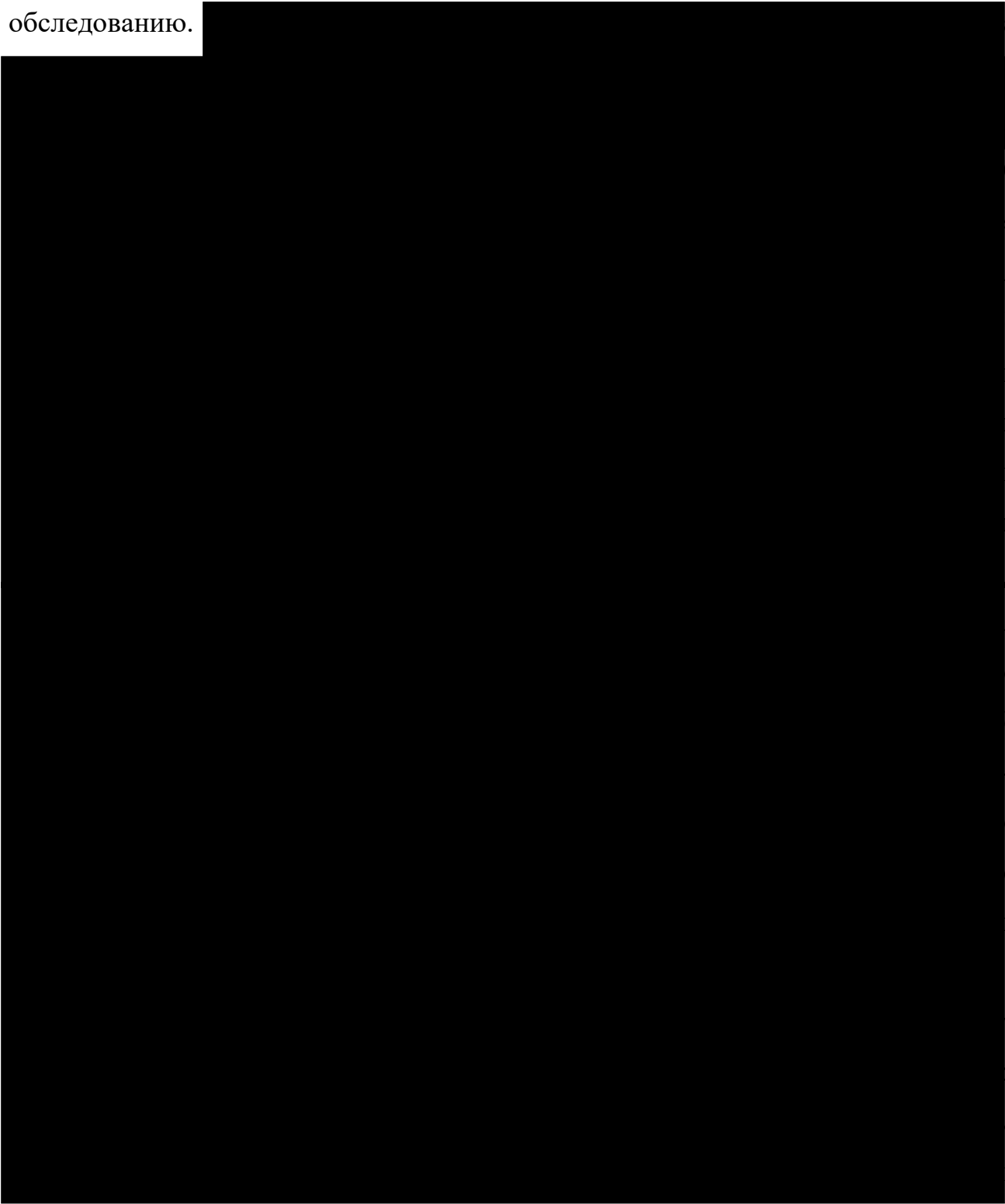
Рисунок 17 Платформа для внутритрубного дефектоскопа на магнитных колесах

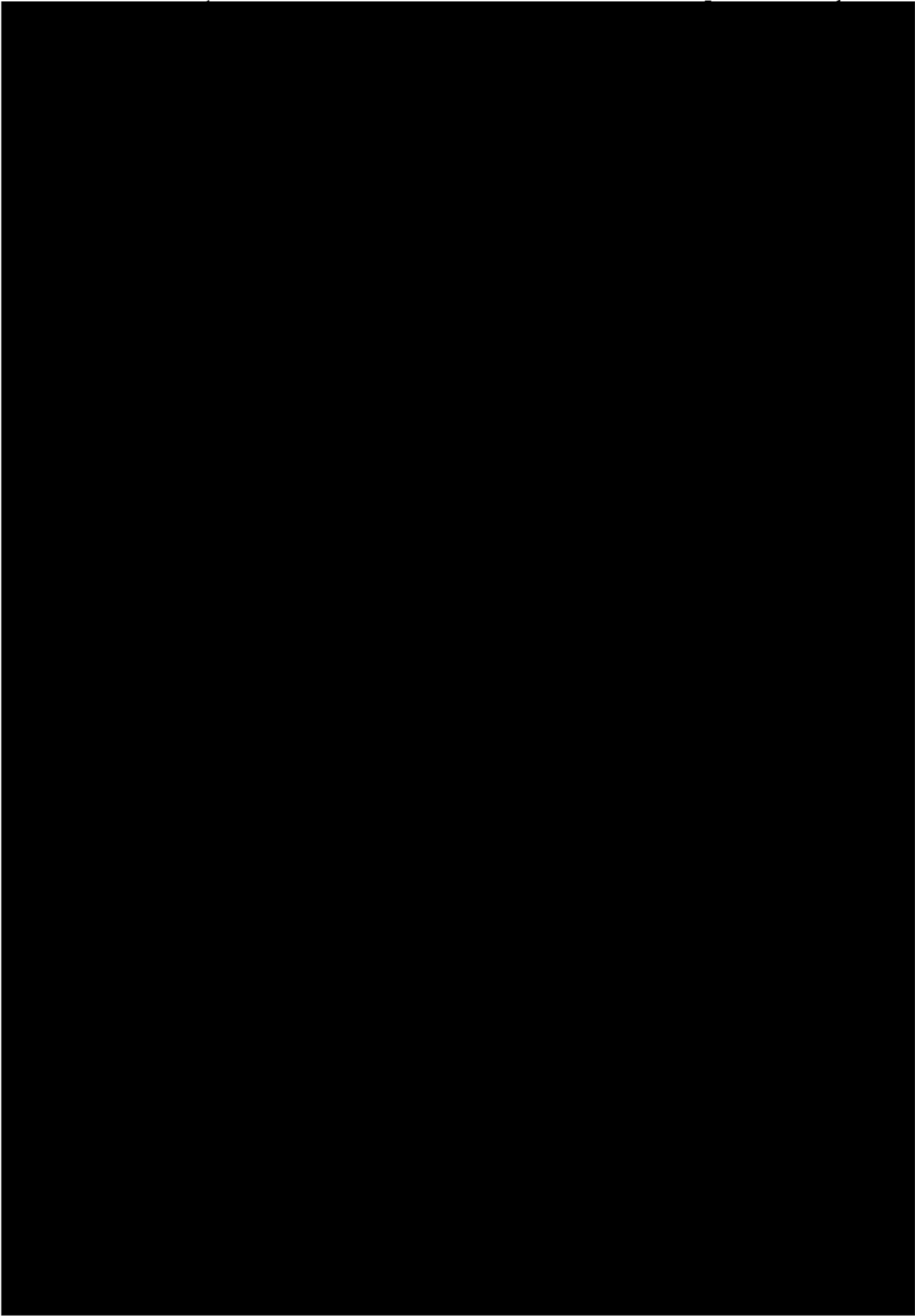


					Конструкторская часть	Лист
						51
	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



Заявляемая платформа для внутритрубного дефектоскопа на магнитных колесах работает следующим образом: платформа устанавливается на внутреннюю поверхность стальной трубы, подлежащей диагностическому обследованию.





					Конструкторская часть	Лист
						53
	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Отсутствие в конструкции платформы дополнительного механизма отключения магнитного поля оставляет дополнительное место для размещения на платформе технологического оборудования, а кинематика обеспечивает неограниченное маневрирование в сложной трубопроводной обвязке.

### **Выводы по главе 3**

В ходе написания магистерской диссертации разработан прототип платформы для роботизированного сканера-дефектоскопа IntroScan A2072. Новая платформа, в отличие по предыдущей имеет следующие достоинства:

- неограниченное маневрирование в сложной трубопроводной обвязке с  $Dy \geq 300$  мм;
- преодоление вертикальных препятствий трубопроводной обвязки без оснащения платформы механизмом отключения магнитного поля колес (уменьшение веса и габаритов);
- - самостоятельное поднятие на колеса после опрокидывания.

Предлагаемая платформа является оптимальной для построения на ее базе малогабаритных внутритрубных дефектоскопов, а также других технологических устройств, применяемых в различных отраслях народного хозяйства. Возможность платформы самостоятельно вставать на колеса исключает возникновение внештатных ситуаций во время проведения диагностических работ, а кинематика обеспечивает неограниченное маневрирование в сложной трубопроводной обвязке.

## 4 РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ

### 4.1 Обоснование сроков безопасной эксплуатации

Наряду с диагностикой непосредственно газопроводов постоянное развитие получает диагностика оборудования компрессорной станции, в которой основная цель была сформулирована как эксплуатация по техническому состоянию, что было реализовано начиная с 1998 г. в «Целевой комплексной программе по созданию системы диагностического обслуживания газотранспортного оборудования компрессорных станций».

Созданию современной системы диагностики в отрасли способствовали регулярные конференции с широким привлечением зарубежных компаний.

Большое значение для текущей эксплуатации газотранспортных систем имеет обоснование сроков безопасной эксплуатации газопроводов:

- амортизационный – на период от начала эксплуатации до 33 лет;
- базовый – на период от начала эксплуатации до 40-45 лет;
- продленный (по техническому состоянию) на период от 45 до 60 лет;
- завершающий (ликвидационный) – свыше 60 лет.

Для проведения внутритрубной диагностики внутрицеховых технологических подземных трубопроводов компрессорной станции КС-4 Приобская общей длиной 2км был выбран роботизированный дефектоскоп Introsan A2072. Данные трубопроводы эксплуатируются на протяжении 30 лет и принадлежат компании «Газпром трансгаз Сургут».

Из сказанного выше приходим к выводу, что данный период относят к амортизационному. Такой продолжительный срок использования непременно приводит к образованию дефектов, которые при несвоевременном выявлении могут привести к выходу трубопровода из строя и довольно серьезным последствиям.

					Исследование ТС трубопроводов и эффективности применения сканера-дефектоскопа Introsan A2072 в ООО «Газпром трансгаз								
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата									
Разраб.		Терентьев Е.С			Расчетная часть				Лит.	Лист	Листов		
Руковод.		Бурков П.В.									55	144	
Консульт.									НИ ТПУ гр. 2БМ8				
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.											

На рисунке 18 показаны области безопасной эксплуатации газопровода с дефектами для различных сроков его эксплуатации. Для возраста менее 45 лет используется распространенная (верхняя) кривая, ограничивающая область безопасной эксплуатации и основанная на широкомасштабных испытаниях дефектных труб в России и США (институт Баттеля) [19].

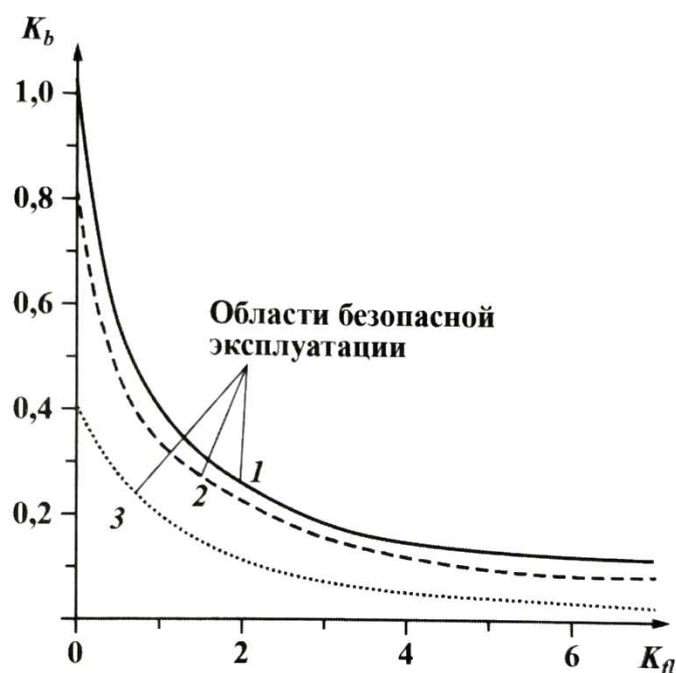


Рисунок 18 Области безопасной эксплуатации в зависимости от размеров дефектов и срока службы: 1 — до 40-45 лет; 2 — 45-60 лет; 3 — свыше 60 лет;  $K_b = \sigma_{ном} / R$  — коэффициент нагруженности;  $K_p$  — коэффициент поврежденности

Для того чтобы максимально продлить срок непрерывной эксплуатации трубопровода и исключить утечки сырья, необходимо проводить качественную диагностику его состояния, своевременно устраняя дефекты внешней и внутренней поверхности трубопровода.

## 4.2 Постановка задачи

Как известно, уровень технического состояния МГ закладывается на стадиях проектирования, строительства и посредством технического обслуживания, включая диагностику, поддерживается при эксплуатации.

Сложный жизненный цикл работы газопроводов исследуют, используя многофакторный анализ, включающий как комплексную оценку технического



состояния, так и оценку риска безопасной эксплуатации, экономическую целесообразность и т.п. Здесь остановимся на исследовании технического состояния, исходя в основном из анализа результатов диагностики, начиная с проектирования и заканчивая системой принятия решений по повышению надежности эксплуатации.

Как было показано ранее, существующие методы диагностики, и прежде всего, роботизированная внутритрубная дефектоскопия, позволяют выявить всевозможные дефекты, включая трещины, вмятины, утонения, питинги, внутренние дефекты в сварных соединениях и т.п.

Становится актуальной задача определения степени опасности дефектов для эксплуатации, планирования ремонтных работ и прогноза технического состояния. При оценке опасности дефектов требуется формулировать задачи для системы «трубопровод с дефектами–нагрузки–механические свойства материала трубы».

Алгоритм оценки работоспособности, применяемый на практике, обычно содержит основные этапы работ:

- сбор данных о нагрузках, свойствах металла, результатах диагностики с классификацией дефектов;
- расчетные методы оценки прочности и устойчивости участка газопровода,
- принятие решения о безопасной эксплуатации.

#### 4.2.1 Условия проведения и результаты диагностирования

Контрольные методы диагностирования трубопровода включали загрузку роботизированного сканера дефектоскопа Introsan A2072 в систему через люк-лазы и технологические отверстия, изображенные на рисунке 19.

Внутритрубный контроль трубопроводных коммуникаций обеспечили без производства дополнительных очистных мероприятий. Основной металл и сварные соединения обследовались в режиме «визуально-измерительный контроль».

					Расчетная часть	Лист
						57
	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

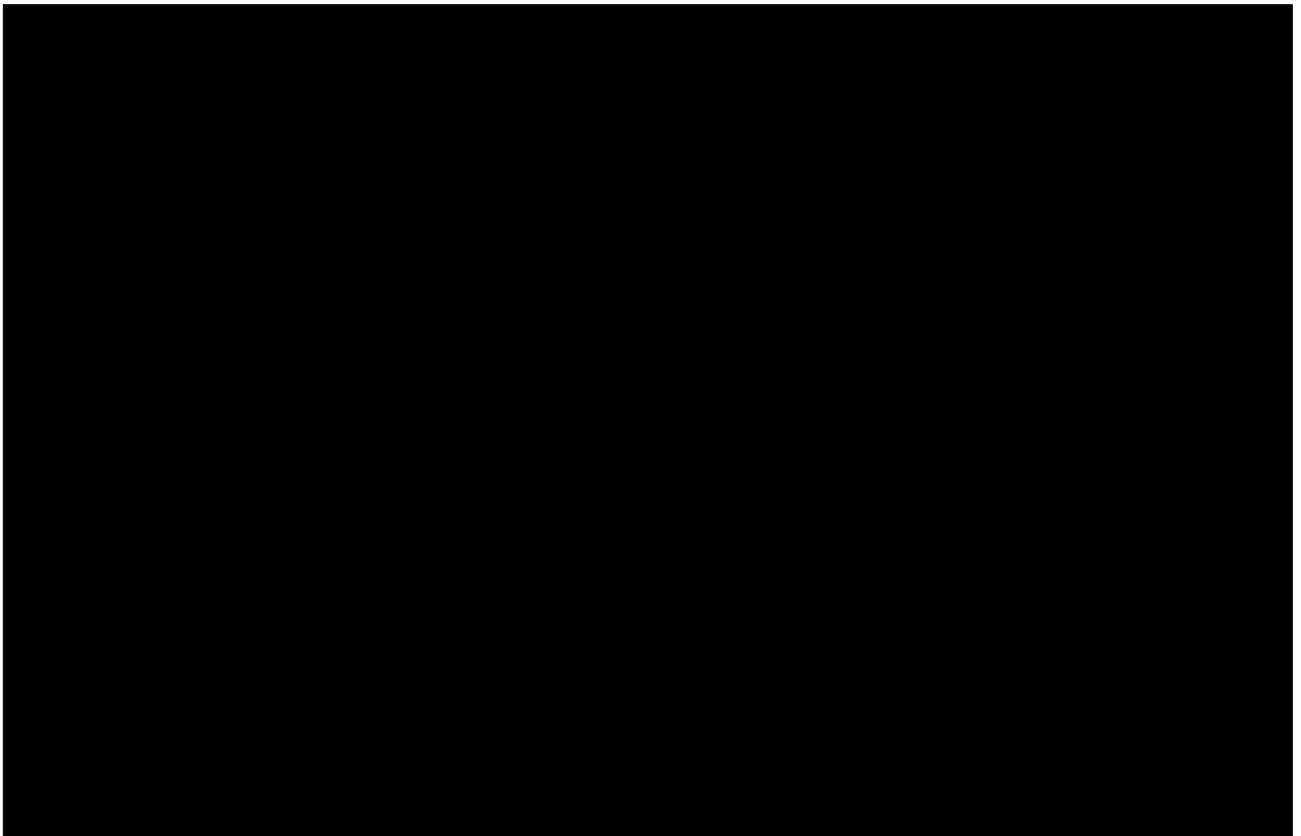


Рисунок 19 Технологическая схема КС-4 "Приобская"

При помощи блока управления осуществлялось управление сканером и формирование первичных диагностических данных с целью передачи их на ПК оператора.

В результате сканирования операторы зафиксировали дефекты коррозионной природы, которые были отмечены устройством на расстоянии 112м, 335м начальной точки.

### 4.3. Расчет газопровода на прочность и устойчивость

#### 4.3.1 Исходные данные

Для обеспечения безостановочной работы трубопроводов необходимо эффективно оценивать их остаточный ресурс. В реальных условиях эксплуатации на магистральных трубопроводах наблюдаются дефекты как эксплуатационного (дефекты, возникающие в процессе ремонтно-восстановительных работ, например, задиры, риски и т.д.), так и усталостного характера (дефекты, возникающие под действием циклических нагрузок, коррозия).

Расчет будет произведен в соответствии с методическими указаниями по

					Расчетная часть	Лист
						58
	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

оценке работоспособности участков магистральных газопроводов с коррозионными дефектами «СТО Газпром 2-2.3-112-2007» и Рекомендациями по оценке работоспособности дефектных участков газопроводов [18]

Данные для расчета газопровода представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Исходные данные

Параметры	Значения
Марка стали	9Г2С
$D_n$ – диаметр трубопровода наружный, мм	1020
$\delta$ – толщина стенки, мм	12
$\sigma_B$ – предел прочности материала, МПа	490
$\sigma_T$ – предел текучести материала, МПа	345
$t_{эк}$ – температура эксплуатации трубопровода	14
$P_1$ – рабочее давление, МПа	5,4
$E$ – модуль упругости, МПа	206000
категория участка трубопровода	III
$m$ – коэффициент условий работы	0,9
$k_1$ – коэффициент надежности по материалу трубы	1,34
$k_n$ – коэффициент надежности по назначению трубопровода	1,05
$\mu$ – коэффициент Пуассона	0,3
$\alpha$ – коэффициент линейного расширения металла трубы	$1,2 \cdot 10^{-5}$

#### 4.3.2 Проверка на прочность трубопровода в продольном направлении

Проверку на прочность следует производить из условия [38]:

$$|\sigma_{npN}| \leq \psi_2 \cdot R_1;$$

где:  $\sigma_{npN}$  – продольное осевое напряжение, МПа, определяемое от расчетных нагрузок и воздействий:

$$\begin{aligned} \sigma_{npN} &= -\alpha \cdot E \cdot \Delta t + \mu \cdot \frac{n \cdot P \cdot D_{вн}}{2\delta} = \\ &= -1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 97,0 + 0,3 \cdot \frac{1,1 \cdot 5,4 \cdot 0,996}{2 \cdot 0,012} = -168,9 \text{ МПа.} \end{aligned}$$

$\Delta t$  – расчетный температурный перепад.

Абсолютное значение максимального положительного и отрицательного температурного перепада определяем по формулам:

$$\Delta t_{(+)} = \frac{\mu \cdot R_1}{\alpha \cdot E} = \frac{0,3 \cdot 376,12}{1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5} = 43,5 \text{ град}$$

$$\Delta t_{(-)} = \frac{(1 - \mu) \cdot R_1}{\alpha \cdot E} = \frac{(1 - 0,3) \cdot 376,12}{1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5} = 97 \text{ град}$$

К дальнейшему расчету принимаем больший перепад температуры.

$\psi_2$  – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб, при растягивающих осевых продольных напряжениях ( $\sigma_{npN} > 0$ ) принимаемый равным единице, при сжимающих ( $\sigma_{npN} < 0$ ) определяемый по формуле:

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left( \frac{\sigma_{\kappa\kappa}}{R_1} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{\sigma_{\kappa\kappa}}{R_1} = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left( \frac{252,4}{376,12} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{252,4}{376,12} = 0,495,$$

где:  $\sigma_{\kappa\kappa}$  – кольцевые напряжения от внутреннего давления, МПа, определяемые по формуле:

$$[\sigma_{\kappa\kappa}] = \frac{m}{0,9 \cdot k_{\mu}} \cdot R_2'' = \frac{0,9}{0,9 \cdot 1,34} \cdot 265 = 252,4 \text{ МПа.}$$

$$\psi_2 \cdot R_1 = 0,495 \cdot 376,12 = 169,5$$

$$R_1 = \frac{m}{k_1 \cdot k_{\mu}} \cdot \sigma_{\sigma} = \frac{0,9}{1,34 \cdot 1,05} \cdot 490 = 376,12$$

Проверяем соблюдение условия прочности трубопровода в продольном направлении:

$$|-168,9| \leq 169,5$$

Условие выполняется.

#### 4.3.3 Проверка на предотвращение недопустимых пластических деформаций

Для предотвращения недопустимых пластических деформаций подземных трубопроводов проверку необходимо производить по условиям:

					Расчетная часть	Лист
						60
	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$|\sigma_{np}^H| \leq \psi_3 \cdot \frac{m}{0,9 \cdot k_H} \cdot R_2^H;$$

$$\sigma_{np}^H \leq \frac{m}{0,9 \cdot k_H} \cdot R_2^H;$$

где:  $\sigma_{np}^H$  – максимальные суммарные продольные напряжения в трубопроводе от нормативных нагрузок и воздействий, МПа;

$\psi_3$  – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб, при растягивающих продольных напряжениях ( $\sigma_{np}^H > 0$ ) принимаемый равным единице, при сжимающих ( $\sigma_{np}^H < 0$ ) определяемый по формуле:

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left( \frac{\frac{\sigma_{кц}}{m} \cdot R_2^H}{0,9 \cdot k_H} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{\sigma_{кц}}{\frac{m}{0,9 \cdot k_H} \cdot R_2^H};$$

где:  $R_2^H$  – нормативное сопротивление сжатию металла труб и сварных соединений, принимается равным минимальному значению предела текучести  $\sigma_{тек} = 350$  МПа;

Максимальные суммарные продольные напряжения  $\sigma_{np}^H$  определяются от всех нормативных нагрузок и воздействий с учетом поперечных и продольных перемещений трубопровода в соответствии с правилами строительной механики. В частности, для прямолинейных и упруго-изогнутых участков трубопровода при отсутствии продольных и поперечных перемещений трубопровода, просадок и пучения грунта максимальные суммарные продольные перемещения от нормативных нагрузок и воздействий – внутреннего давления, температурного перепада и упругого изгиба определяются по формуле:

$$\sigma_{np}^H = \mu \cdot \sigma_{кц} - \alpha \cdot E \cdot \Delta t \pm \frac{E \cdot D_H}{2 \cdot \rho};$$

где:  $\rho = 1200$  м – минимальный радиус упругого изгиба оси трубопровода.

$$\sigma_{np1}^H = 0,3 \cdot 252,4 - 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 97,0 + \frac{2,06 \cdot 10^5 \cdot 1,02}{2 \cdot 1200} = -76,45 \text{ МПа};$$

					Расчетная часть	Лист
						61
	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\sigma_{np2}^H = 0,3 \cdot 252,4 - 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 43,5 - \frac{2,06 \cdot 10^5 \cdot 1,02}{2 \cdot 1200} = -120,36 \text{ МПа.}$$

Проверку выполняем по наибольшему абсолютному значению продольных напряжений  $\sigma_{np2}^H = -120,36 \text{ МПа.}$

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left( \frac{252,4}{\frac{0,99}{0,9 \cdot 1,1} \cdot 350} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{252,4}{\frac{0,99}{0,9 \cdot 1,1} \cdot 350} = 0,542 ;$$

$$\psi_3 \cdot \frac{m}{0,9 \cdot k_H} \cdot R_2^H = 0,542 \cdot \frac{0,99}{0,9 \cdot 1,1} \cdot 350 = 189,7 \text{ МПа;}$$

$$|-120,36| \leq 189,7$$

$$\frac{m}{0,9 \cdot k_H} \cdot R_2^H = \frac{0,9}{0,9 \cdot 1,1} \cdot 350 = 385 \text{ МПа;}$$

$$214,5 \leq 385.$$

Условия прочности трубопровода на предотвращение недопустимых пластических деформаций выполняются.

#### 4.3.4 Проверка общей устойчивости трубопровода в продольном направлении

Проверку общей устойчивости трубопровода в продольном направлении в плоскости наименьшей жесткости системы следует производить из условия:

$$S \leq m \cdot N_{кр},$$

где:  $S$  – эквивалентное продольное осевое усилие в сечении трубопровода, Н;  $N_{кр}$  – продольное критическое усилие, Н, при котором наступает потеря продольной устойчивости трубопровода.

Эквивалентное продольное осевое усилие в сечении трубопровода  $S$  следует определять от расчетных нагрузок и воздействий с учетом продольных и поперечных перемещений трубопровода в соответствии с правилами строительной механики. В частности, для прямолинейных участков трубопровода и участков, выполненных упругим изгибом, при отсутствии

компенсации продольных перемещений, просадок и пучения грунта  $S$  определяется по формуле:

$$S = [(0,5 - \mu) \cdot \sigma_{\kappa\kappa} + \alpha \cdot E \cdot \Delta T] \cdot F ;$$

где:  $\Delta T = t_{\text{э}} - t_{\text{зам}} = 22 - (-14) = 36$  град;

$F$  – площадь поперечного сечения трубы,  $\text{м}^2$ :

$$F = \frac{\pi}{4} \cdot (D_{\text{н}}^2 - D_{\text{вн}}^2) = \frac{3,14}{4} \cdot (1,02^2 - 0,996^2) = 0,02 \text{ м}^2;$$

$$S = [(0,5 - 0,3) \cdot 250,4 + 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 36] \cdot 0,2 = 1,6 \text{ мм}.$$

Для прямолинейных участков подземных трубопроводов в случае пластической связи трубы с грунтом продольное критическое усилие находится по формуле:

$$N_{\text{кр}} = 4,09 \cdot \sqrt[11]{P_0^2 \cdot q_{\text{верт}}^4 \cdot F^2 \cdot E^5 \cdot J^3} ;$$

где:  $P_0$  – сопротивление грунта продольным перемещениям отрезка трубопровода единичной длины;  $J$  – крутящий момент, определяется по формуле:

$$J = \frac{\pi}{64} \cdot (D_{\text{н}}^4 - D_{\text{вн}}^4) = \frac{3,14}{64} \cdot (1,02^4 - 0,996^4) = 0,00127 \text{ м}^4;$$

$q_{\text{верт}}$  – сопротивление вертикальным перемещениям отрезка трубопровода единичной длины, обусловленное весом грунтовой засыпки и собственным весом трубопровода, отнесенное к единице длины:

$$q_{\text{верт}} = n_{\text{сп}} \cdot \gamma_{\text{сп}} \cdot D_{\text{н}} \cdot \left( h_0 + \frac{D_{\text{н}}}{2} - \frac{\pi \cdot D_{\text{н}}}{8} \right) + q_{\text{тр}} .$$

Величина  $P_0$  определяется по формуле:

$$P_0 = \pi \cdot D_{\text{н}} \cdot (C_{\text{сп}} + P_{\text{сп}} \cdot \text{tg} \varphi_{\text{сп}}) ;$$

где:  $C_{\text{гр}} = 2$  кПа – коэффициент сцепления грунта;  $P_{\text{гр}}$  – среднее удельное давление на единицу поверхности контакта трубопровода с грунтом;  $\varphi_{\text{гр}} = 25^\circ$  – угол внутреннего трения грунта.

Таблица 6. Расчетные характеристики уплотненных влажных грунтов

Грунт	$\varphi_{ep}$ , градус	$f_{гр} = \operatorname{tg} \varphi_{ep}$	$c_{гр}$ , кПа	$\gamma_{гр}$ , кН/м <sup>3</sup>
Гравелистый песок	36-40	0,7-0,8	0-2	25,5
Песок средней крупности	33-38	0,65-0,75	1-3	23,0
Мелкий песок	30-36	0,6-0,7	2-5	21,2
Пылеватый песок	28-34	0,55-0,65	2-7	20,5
Супеси	21-25	0,35-0,45	4-12	19,7
Суглинки	17-22	0,3-0,4	6-20	19,0
Глины	15-18	0,25-0,35	12-40	16,8
Торф	16-30	0,3-0,5	0,5-4	7,0

Таблица 7. Коэффициент постели грунта при сжатии

Грунт	$k_0$ , МН/м <sup>3</sup>	Грунт	$k_0$ , МН/м <sup>3</sup>
Торф влажный	0,5-1,0	Песок слежавшийся	5-30
Плыун	1-5	Глина тугопластичная	5-50
Глина размягченная	1-5	Гравий	10-50
Песок свеженаасыпанный	2-5		

Величина  $P_{гр}$  вычисляется по формуле:

$$P_{гр} = \frac{2 \cdot n_{гр} \cdot \gamma_{гр} \cdot D_n \left[ \left( h_0 + \frac{D_n}{8} \right) + \left( h_0 + \frac{D_n}{2} \right) \cdot \operatorname{tg}^2 \left( 45^\circ - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) \right] + q_{гр}}{\pi \cdot D_n};$$

где:  $n_{гр} = 0,8$  – коэффициент надежности по нагрузке от веса грунта;  $\gamma_{гр} = 7$  кН/м<sup>3</sup> – удельный вес грунта;  $h_0 = 0,8$  м – высота слоя засыпки от верхней образующей трубопровода до поверхности грунта;

$q_{гр}$  – расчетная нагрузка от собственного веса заизолированного трубопровода с перекачиваемым продуктом:

$$q_{гр} = q_m + q_u + q_{np}$$

Нагрузка от собственного веса металла трубы:

$$q_m = n_{св} \cdot \gamma_m \cdot \frac{\pi}{4} \cdot (D_n^2 - D_{вн}^2);$$

где:  $n_{св} = 0,95$  – коэффициент надежности по нагрузкам при расчете на продольную устойчивость и устойчивость положения;



$\gamma_m$  – удельный вес металла, из которого изготовлены трубы, для стали  $\gamma_m=78500 \text{ Н/м}^3$ .

$$q_m = 0,95 \cdot 78500 \cdot \frac{3,14}{4} \cdot (1,02^2 - 0,996^2) = 1498,4 \text{ Н/м.}$$

Нагрузка от собственного веса изоляции для подземных трубопроводов:

$$q_u = n_{св} \cdot \pi \cdot D_n \cdot g \cdot (K_{ин} \cdot \delta_{ин} \cdot \rho_{ин} + K_{об} \cdot \delta_{об} \cdot \rho_{об});$$

или

$$q_u = 0,1 \cdot q_m;$$

где:  $K_{ин} = K_{об} = 2,30$  – коэффициент, учитывающий величину нахлеста для двухслойной изоляции;  $q_n = 0,635 \text{ мм}$ ,  $\rho_{ин} = 1046 \text{ кг/м}^3$  – соответственно толщина и плотность изоляции;  $\delta_{об} = 0,635 \text{ мм}$ ,  $\rho_{об} = 1028 \text{ кг/м}^3$  – соответственно толщина и плотность оберточных материалов.

$$q_u = 0,95 \cdot 3,14 \cdot 1,02 \cdot 9,81 \cdot (2,3 \cdot 0,000635 \cdot 1046 + 2,3 \cdot 0,000635 \cdot 1028) = 63,82 \text{ Н/м;}$$

$$q_u = 0,1 \cdot q_m = 0,1 \cdot 1498,4 = 149,84 \text{ Н/м;}$$

Принимаем большее значение –  $q_u = 149,84 \text{ Н/м}$ .

Нагрузка от веса газа, находящегося в трубе единичной длины:

$$q_{газ} = 10^{-2} \cdot p \cdot D_{вн}^2 = 10^{-2} \cdot 5,4 \cdot 0,996 = 0,04 \text{ Н/м.}$$

$$q_{тр} = 1498,4 + 149,84 + 0,04 = 1648,28 \text{ Н/м.}$$

$$P_{зр} = \frac{2 \cdot 0,8 \cdot 7000 \cdot 0,996 \cdot \left[ \left( 0,8 + \frac{0,996}{8} \right) + \left( 0,8 + \frac{0,996}{2} \right) \cdot \lg^2 \left( 45^0 - \frac{25^0}{2} \right) \right] + 1648,28}{3,14 \cdot 0,996} = 14843,7 \text{ Па;}$$

$$P_0 = 3,14 \cdot 1,02 \cdot (2000 + 14843,7 \cdot \lg 25 = 28019,6 \text{ Па;}$$

$$q_{верт} = 0,8 \cdot 7000 \cdot 0,996 \cdot \left( 0,8 + \frac{0,996}{2} - \frac{3,14 \cdot 0,996}{8} \right) + 1648,28 = 13272,1 \text{ Н/м;}$$

$$N_{кр} = 4,09 \cdot 11 \sqrt{28019,6^2 \cdot 13272,1^4 \cdot 0,02^2 \cdot (2,06 \cdot 10^{11})^5 \cdot 0,00127^3} = 7942868,6 \text{ Н;}$$

$$m \cdot N_{кр} = 0,9 \cdot 7,94 = 7,86 \text{ МН;}$$

$$S = 1,6 \text{ МН} < m \cdot N_{кр} = 7,86 \text{ МН}$$

					Расчетная часть	Лист
						65
Лист	№ докум.	Подпись	Дата			

В случае пластической связи трубопровода с грунтом общая устойчивость трубопровода в продольном направлении обеспечена.

Продольное критическое усилие для прямолинейных участков трубопроводов в случае упругой связи с грунтом:

$$N_{кр}^2 = 2 \cdot \sqrt{k_0 \cdot D_n \cdot E \cdot J};$$

где:  $k_0 = 1 \text{ МН/м}^3$  – коэффициент нормального сопротивления грунта, или коэффициент постели грунта при сжатии.

$$N_{кр}^2 = 2 \cdot \sqrt{1 \cdot 0,996 \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 0,00127} = 3,8 \text{ МН};$$

$$m \cdot N_{кр}^2 = 0,9 \cdot 3,8^2 = 3,76 \text{ МН};$$

$$S = 1,6 \text{ МН} < m \cdot N_{кр}^2 = 3,76 \text{ МН}$$

Условие устойчивости прямолинейных участков газопровода обеспечено.

Проверим общую устойчивость криволинейных участков трубопровода, выполненных с упругим изгибом:

$$\theta_\beta = \frac{1}{\rho \cdot \sqrt[3]{\frac{q_{верт}}{E \cdot J}}} = \frac{1}{800 \cdot \sqrt[3]{\frac{13272,1}{2,06 \cdot 10^{11} \cdot 0,00127}}} = 0,036;$$

$$Z_\beta = \frac{\sqrt{\frac{P_0 \cdot F}{q_{верт} \cdot J}}}{\sqrt[3]{\frac{q_{верт}}{E \cdot J}}} = \frac{\sqrt{\frac{28019,6 \cdot 0,02}{16272,1 \cdot 0,00127}}}{\sqrt[3]{\frac{16272,1}{2,06 \cdot 10^{11} \cdot 0,00127}}} = 584,7;$$

По номограмме определяем коэффициент –  $\beta_N = 31$  (рисунок 19).

Для криволинейных (выпуклых) участков трубопровода, выполненных упругим изгибом, в случае пластической связи трубы с грунтом критическое усилие:

$$N_{кр}^3 = \beta_N \cdot \sqrt[3]{q_{верт}^2 \cdot E \cdot J} = 31 \cdot \sqrt[3]{13272,1^2 \cdot 2,06 \cdot 10^{11} \cdot 0,00127} = 3,69 \text{ МН};$$

$$S = 1,6 \text{ МН} < m \cdot N_{кр}^3 = 3,65 \text{ МН};$$

$$N_{кр}^4 = 0,375 \cdot q_{верт} \cdot \rho = 0,375 \cdot 13272,1 \cdot 800 = 3,73 \text{ МН};$$

					Расчетная часть	Лист
						66
	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$S = 1,6 \text{ МН} < m \cdot N_{кр}^4 = 3,69 \text{ МН}.$$

Условие устойчивости для криволинейных участков выполняется.

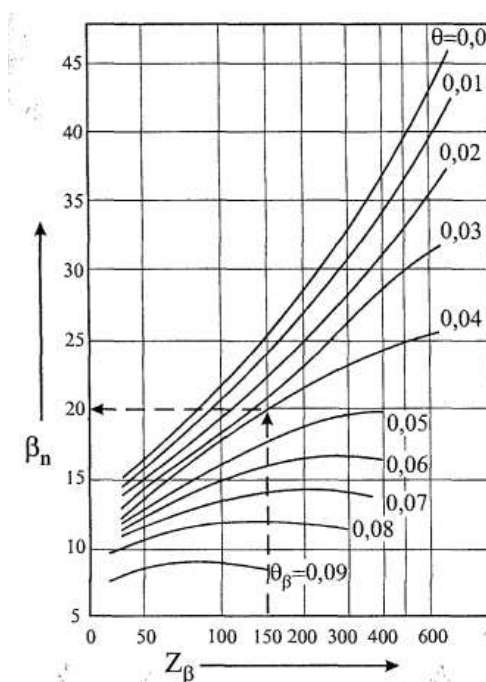


Рисунок 19. Номограмма для определения коэффициента  $\beta_n$

#### 4.4 Оценка работоспособности участков газопровода с повреждениями

На 1 дефектном участке специалисты обнаружили коррозионный дефект длиной 670 мм с максимальной глубиной 1,9 мм.

Оценку работоспособности участков трубопроводов с коррозионными повреждениями проводим по [18] и [38] с учетом требований СНиП 2.05.06.-85 и СНиП III-42-80 по алгоритму, включающему в себя следующие основные действия:

- определение исходных данных по участку газопровода с коррозионным повреждением;
- расчет коэффициента запаса  $K$ :

$$K = \frac{0,9 \gamma n_p k_1 k_n}{m} = \frac{0,9 \cdot 0,984 \cdot 1,1 \cdot 1,34 \cdot 1,05}{0,9} = 1,5$$

где 0,9 – поправочный коэффициент, а  $\gamma$  коэффициент, учитывающий рабочее давление  $p$  на оцениваемом участке трубопровода, вычисляемый по формуле

$$\gamma = 1 - \frac{n_p \cdot p}{R_1} = 1 - \frac{1,1 \cdot 5,4}{376,12} = 0,984$$

- оценка одиночных дефектов для всех участков трубопровода с повреждениями при учете напряжений от внутреннего давления в сочетании с продольными напряжениями от осевых и изгибающих нагрузок.

Разрушающее давление  $p_p^0$ , одиночного дефекта при учете напряжений только от внутреннего давления вычисляют по формуле:

$$p_p = \frac{2\delta\sigma_s \left(1 - \frac{d}{\delta}\right)}{(D_n - \delta) \left(1 - \frac{d}{\delta Q}\right)} = \frac{2 \cdot 12 \cdot 490 \left(1 - \frac{1,9}{12}\right)}{(1020 - 12) \left(1 - \frac{1,9}{12 \cdot 3,518}\right)} = 10,28 \text{ МПа}$$

,

где

$$Q = \sqrt{1 + 0,31 \left(\frac{l}{\sqrt{D_n \cdot \delta}}\right)^2} = \sqrt{1 + 0,31 \left(\frac{670}{\sqrt{1020 \cdot 12}}\right)^2} = 3,518.$$

Где  $\sigma_1$  – граничное значение продольных сжимающих напряжений, определяют по формуле:

$$\sigma_1 = -0,5\sigma_{sp} \frac{\left(1 - \frac{d}{\delta}\right)}{\left(1 - \frac{d}{\delta Q}\right)} = -0,5 \cdot 490 \cdot \frac{\left(1 - \frac{1,9}{12}\right)}{\left(1 - \frac{1,9}{12 \cdot 3,518}\right)} = -215,93$$

Необходимость учета сжимающих напряжений проверяют по условию:

$\sigma_{np} > \sigma_1$ ,  $-120,36 > -215,93$ , условие не выполняется, а значит разрушающее давление  $p_p$  принимаем равным  $p_p^0$

Допустимое давление  $p_{дон}$  для данного участка определяют по формуле:

$$p_{дон} = p_p / K = 10,28 / 1,5 = 6,9$$

					Расчетная часть	Лист
						68
	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Критерием работоспособности участка газопровода с коррозионными повреждениями следует считать превышение расчетного допустимого давления над рабочим давлением, при котором эксплуатируется данный участок, то есть выполнение следующего условия  $p_{дон} \geq p$ ;  $6,9 > 5,4$ , условие выполняется. Рабочее давление гораздо меньше максимально допустимого,

Далее вычисляем отношение длины дефекта в окружном направлении к номинальному внешнему периметру трубы  $\theta$  по формуле:

$$\theta = c / (\pi D_n) = 330 / (3,14 \cdot 1020) = 0,103,$$

с последующей проверкой условия для вариантов расчета коэффициента  $G_2$

$$\theta < 1 / \left( 2 - \frac{d}{\delta} \right) = 1 / \left( 2 - \frac{1,9}{12} \right) = 0,543;$$

Коэффициент  $G$ , соответствующий минимальному из двух значений  $G_1$  и  $G_2$ :

$$G = \min(G_1; G_2) = \min(0,838; 1,075) = 0,838,$$

где коэффициенты  $G_1$  и  $G_2$  вычисляют с учетом значения  $\theta$  по формулам:

$$G_1 = 0,5 \left( 1 - \frac{d}{\delta} \theta \right) \left( 1 + \frac{\sigma_T}{\sigma_s} \right) = 0,5 \left( 1 - \frac{1,9}{12} \cdot 0,103 \right) \left( 1 + \frac{345}{490} \right) = 0,838$$

$$G_2 = \frac{2}{\pi} \left( 1 + \frac{\sigma_T}{\sigma_s} \right) \left\{ \cos \left[ \frac{d}{2\delta} \theta \pi \right] - \frac{d}{2\delta} \sin(\theta \pi) \right\} =$$

$$= \frac{2}{3,14} \left( 1 + \frac{345}{490} \right) \left\{ \cos \left[ \frac{1,9}{24} \cdot 0,103 \cdot 3,14 \right] - \frac{1,9}{24} \sin(0,103 \cdot 3,14) \right\} = 1,075$$

Проверку необходимости учета растягивающих напряжений проводят по условию.

$$\sigma_{np} > \sigma_2,$$

где  $\sigma_2$  определяют по формуле:

					Расчетная часть	Лист
						69
Лист	№ докум.	Подпись	Дата			

$$\sigma_2 = \sigma_s \left[ G - 0,5 \frac{\left(1 - \frac{d}{\delta}\right)}{\left(1 - \frac{d}{\delta Q}\right)} \right] = 490 \left[ 0,838 - 0,5 \cdot \frac{\left(1 - \frac{1,9}{12}\right)}{\left(1 - \frac{1,9}{12 \cdot 3,518}\right)} \right] = 194,53$$

Так как условие выше не выполняется, разрушающее давление, при учете напряжений только от внутреннего давления, рассчитываем по формуле:

$$p_p^0 = \frac{2\delta\sigma_s}{(D_n - \delta)} \frac{\left(1 - \frac{d}{\delta}\right)}{\left(1 - \frac{d}{\delta Q}\right)} = \frac{24 \cdot 490}{(1020 - 12)} \frac{\left(1 - \frac{1,9}{12}\right)}{\left(1 - \frac{1,9}{12 \cdot 3,518}\right)} = 10,28 \text{ МПа}$$

Разрушающим давлением  $p_p$  для рассматриваемого участка газопровода принимаем давление 10,2 МПа, равное значению  $p_p^0$

Допустимое давление рассчитываем по формуле:

$$p_{\text{дон}} = p_p / K = 10,28 / 1,5 = 6,9 \text{ МПа}$$

Оцениваемый участок газопровода может эксплуатироваться при рабочем давлении 5,4 МПа с текущим контролем его технического состояния через 5 лет с последующим контролем согласно ГОСТ Р 51164 и Положения о скорости коррозии в зонах повышенной и высокой коррозионной активности.

На втором дефектном участке обнаружили продольную стресс-коррозионную трещина. Дефект на данном участке было решено устранить ремонтом. В качестве ремонтной конструкции воспользуемся двухразъемной ремонтной муфтой РСМ. Техническое обоснование такого решения рассмотрено в следующем разделе.

#### 4.5 Расчетное обоснование выбора РСМ

Технические решения, предусмотренные проектной документацией, по ремонту дефектного участка предусматривают замену трубы. В свою очередь данный метод является дорогостоящим, трудоемким и длительным. Поэтому предлагается использовать муфту что позволит сократить срок ремонта до 12 часов.

					Расчетная часть	Лист
						70
	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Силовую эффективность РСМ определяем расчетным критерием работоспособности дефектного участка газопровода до и после установки РСМ участок. Этот критерий определяем по СТО Газпром 2–2.3– 112, положениям СТО Газпром 2–2.3–335–2009 и временной инструкции по отбраковке и ремонту технологических трубопроводов газа компрессорных станций.

Все дефекты, которые характеризуются уменьшением стенки трубопровода, приравниваются к коррозионным дефектам, включая стресс-коррозионные и другие острые дефекты. Для расчетов берутся размеры отшлифованной зоны, которые получили после вышлифовки дефектного места.

Важным критерием ремонта дефектных участков с помощью РСМ является соблюдение критерия работоспособности дефектного участка на разрыв без установленной муфты при воздействии продольных напряжений, которые вызваны изгибающим моментом, внутренним давлением и осевыми усилиями. Для линейных участков трубопроводов этот критерий определяют по расчетам, которые приведены в СТО Газпром 2–2.3–112–2007.

Критерием работоспособности дефектного участка на разрыв вдоль образующей трубопровода при условии выполнения требования, считается превышение расчетного допустимого давления  $p_{доп}$  над рабочим давлением  $p$ , при котором эксплуатируется данный участок.

#### 4.5.1 Определение коэффициента усиления дефектного участка с использованием стеклопластиковых муфт

Исходные данные для расчета приведены в таблице 8.

Таблица 8 Исходные данные для муфты РСМ:

Параметр	Значение
модуль упругости полотна муфты $E_m$	58700 МПа
толщина полотна $\delta_m$	0,012 м
момент затяжки муфты $M_{зат}$	650 Нм
коэффициент трения в резьбе $\xi$	$\xi=0,18$
диаметр болтов $d_b$	0,024 м
количество болтов в разъеме $n_b$	4

Продолжение таблицы 8

модуль упругости материалов болтов $E_b$	206000 МПа
коэффициент трения полотна по трубе $f$	0,2
радиус закладной оси $r$	0,0375 м
зазор между закладными осями $l_{пр}$	0,07 м
коэффициент надежности работы муфты $k_m$	1,44.
ширина муфты в направлении оси трубы $l_m$	0,320м

Дефект – продольная стресс-коррозионная трещина после вышлифовки с профилем дна, указанным в таблице 9.

Таблица 9 - Геометрические параметры дефекта.

Параметр, мм	Значение глубины $t$ дефекта по её длине										
Длина $x$	0	20	40	60	80	100	120	140	160	180	200
Глубина $t$	0	5,9	6,6	6,7	6,9	7	6,8	6,5	6,4	5,8	0

Функция  $\Phi$  будет принимать минимальное значение при эффективной длине дефекта  $l_{эф}=160$  мм, на которой площадь  $A$  проекции дефекта на продольную плоскость определяется с учетом за крайних точек  $t_1=5,9$  мм,  $t_n=5,7$  мм и  $\Delta l=20$  мм:

$$A = \Delta l \left[ 0,5(t_1 + t_n) + \sum_{i=2}^{n-1} t_i \right] =$$

$$= 20 \cdot [0,5(5,9 + 5,7) + (6,6 + 6,7 + 6,9 + 7 + 6,8 + 6,5 + 6,4)] = 1054 \text{ мм}^2$$

Вычисляем среднюю глубину дефекта:

$$t = \frac{A}{l_{эф}} = \frac{1054}{160} = 6,59 \text{ мм}$$

Вычисляем коэффициент Фолиаса:

$$M = \sqrt{\frac{1 + 0,31l_{эф}^2}{R_n \delta}} = \sqrt{\frac{1 + 0,31 \cdot 160^2}{510 \cdot 12}} = 1,14$$

Значение геометрической функции  $\Phi$  вычисляем по формуле:

					Расчетная часть	Лист
						72
Лист	№ докум.	Подпись	Дата			



$$\Phi = \frac{1 - \frac{t}{\delta}}{1 - \frac{t}{\delta M}} = \frac{1 - \frac{6,59}{12}}{1 - \frac{6,59}{12 \cdot 1,14}} = 0,46$$

Вычисляем разрушающее давление для дефектного участка:

$$p_p = \frac{2\delta\sigma_s}{(D_n - 2\delta)} \cdot \Phi = \frac{2 \cdot 12 \cdot 490}{(1020 - 2 \cdot 12)} \cdot 0,46 = 6,1 \text{ МПа}$$

Вычисляем значение допустимого давления:

$$p_{доп} = p_p / K = 6,1 / 1,5 = 4,06 \text{ МПа}$$

Так как  $p_{доп} < p$ , то данный участок газопровода не удовлетворяет критерию работоспособности, и поэтому его необходимо отремонтировать. Будем использовать муфту РСМ с резьбовой затяжкой в качестве ремонтной конструкции.

Усилие Q в болтах на одном разъеме при затяжке вычисляем по формуле:

$$Q = n_B \frac{M_{зат}}{\xi d_B} = 4 \cdot \frac{600}{0,18 \cdot 0,024} = 0,556 \text{ МН}$$

Вычисляем угол  $\varphi_0$  между радиус-вектором центра закладной оси и осью симметрии узла затяжки:

$$\varphi_0 = \arcsin \left[ \frac{r + 0,5\Delta l}{R + r + 0,5\delta_m} \right] = \left[ \frac{0,0375 + 0,5 \cdot 0,07}{0,51 + 0,0375 + 0,5 \cdot 0,012} \right] = 111 \text{ рад}$$

Вычисляем угол  $\varphi_1$  между радиус-вектором точки касания с наружной поверхностью полотна и осью симметрии:

$$\varphi_1 = \arccos \left[ \frac{R_n + 0,5\delta_m - r}{R_n + 0,5\delta_m + r} \right] + \varphi_0 = \left[ \frac{0,51 + 0,5 \cdot 0,012 - 0,0375}{0,51 + 0,5 \cdot 0,012 + 0,0375} \right] = 0,595 \text{ рад}$$

Вычисляем наибольшее усилие  $N_{max}$  в поперечном сечении полотна муфты:

$$N_{max} = Q \cos \varphi_0 \frac{2 - f(\varphi_1 - \varphi_0)}{1 + \cos(\varphi_1 - \varphi_0)} = 0,556 \cdot \cos(0,111) \cdot \frac{2 - 0,2(0,595 - 0,111)}{1 + \cos(0,595 - 0,111)} = 0,557 \text{ МН}$$

При подземной прокладке коэффициент условия закрепления трубопровода вычисляем по формуле:

					Расчетная часть	Лист
						73
	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\gamma_1 = 1 - \mu_2 = 1 - 0,32 = 0,91$$

Коэффициент  $k_\beta$ , который учитывает ширину полотна муфты с заданными параметрами муфты  $2l_M/R_H = 1,05$  и  $\delta' = \delta/R_H = 0,02$ , в соответствии с рисунком 21 будет равен 0,95.

Вычисляем податливость полотна муфты:

$$\chi_p = \frac{FR_n}{E_M \delta_M l_M} = \frac{1,36 \cdot 0,510}{58700 \cdot 0,012 \cdot 0,32} = 0,00368 \frac{м}{МН}$$

Вычисляем податливость болтовых соединений:

$$\chi_\delta = \frac{4l_\delta}{n_\delta \pi E_B d_\delta^2} = \frac{4 \cdot 0,144}{4 \cdot 3,14 \cdot 206000 \cdot 0,024^2} = 0,000386 \frac{м}{МН}$$

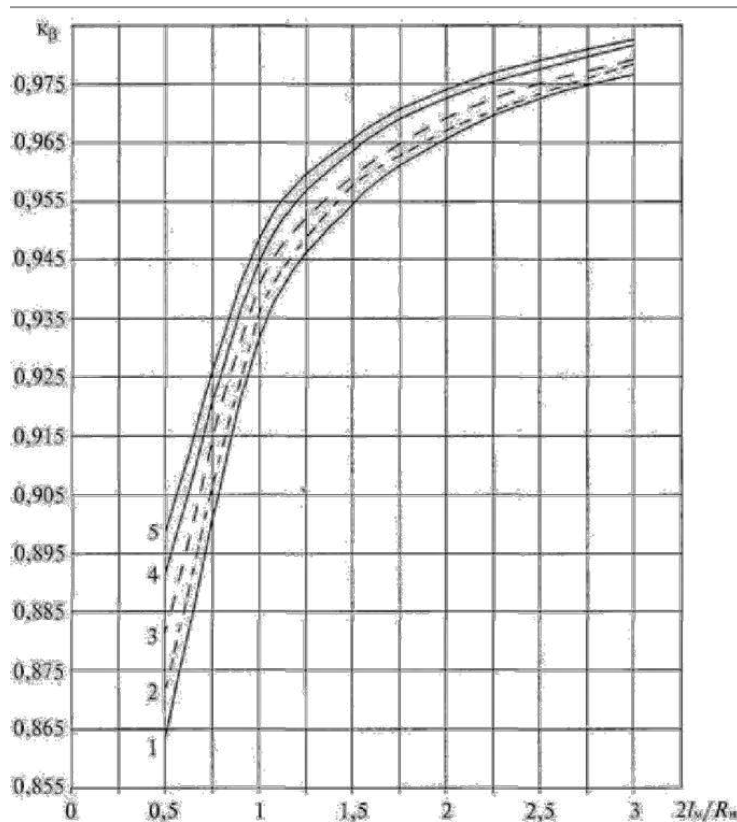


Рисунок 21 График зависимости коэффициента  $k_\beta$  усредненных радиальных перемещений поверхности трубы от относительной ширины  $2 \cdot l_M/R_H$  – муфты для различных значений относительно толщины стенки трубы  $\delta = \delta/R_H$  ; 0,031(1); 0,027(2); 0,023(3); 0,019(4); 0,016(5)

Вычисляем вспомогательные коэффициенты  $AT$  и  $AK$  :

$$A_T = \frac{E\delta}{2\pi R_n^2} = \frac{206000 \cdot 0,012}{2 \cdot 3,14 \cdot 0,51^2} = 1057,9 \frac{\text{МПа}}{\text{м}}$$

$$A_\kappa = \frac{E\delta}{E_M \delta_M} = \frac{206000 \cdot 0,012}{58000 \cdot 0,012} = 3,5$$

Вычисляем среднее значение контактного давления полотна муфты на трубопровод:

$$p_\kappa = \frac{(p - p_0) \cdot \gamma_1 \cdot k_\beta + 2n_y \cdot Q \cdot A_T (\chi_n + 0,5\chi_\delta)}{\gamma_1 \cdot k_\beta + A_\kappa} =$$

$$= \frac{(5,4 - 0,1) \cdot 0,9 \cdot 0,95 + 2 \cdot 2 \cdot 0,556 \cdot 1057,9 (0,00368 + 0,5 \cdot 0,000386)}{0,9 \cdot 0,95 + 3,51} = 3,4 \text{ МПа}$$

Вычисляем допустимое давление для дефектного участка с установленной муфтой:

$$p_{\text{доп м}} = \frac{p_p}{k} + \frac{p_\kappa}{k_{\text{мф}}} = 4,06 + \frac{3,4}{1,38} = 6,52 \text{ МПа}$$

где  $k_{\text{мф}} = 1,2 \cdot 1,2 = 1,38 = k_{\text{рел}} \cdot k_{\text{кон}}$  – коэффициент надежности муфты;

$k_{\text{рел}}$  – коэффициент релаксации напряжений при эксплуатации в стеклопластиковом полотне;

$k_{\text{кон}}$  – коэффициент, учитывающий неравномерность контактного давления полотна муфты на поверхность трубопровода.

Рекомендуемые значения коэффициентов  $k_{\text{рел}}$ ,  $k_{\text{кон}}$ , полученные по данным статических и циклических испытаний дефектных трубопроводов с установленными муфтами, равны:  $k_{\text{рел}}$  = от 1,1 до 1,3.  $k_{\text{кон}}$  = от 1,1 до 1,2.

Вычисляем коэффициент усиления, обеспечиваемый муфтой при эксплуатации:

$$k_{\text{ус}} = \frac{p_{\text{доп м}}}{p_{\text{доп}}} = \frac{6,52}{4,06} = 1,61$$

Таким образом, делаем вывод, что после установки муфты РСМ обеспечивается условие  $p_{\text{доп м}} > p_{\text{доп}}$ , поэтому при максимальном рабочем давлении 5,4 МПа критерий работоспособности дефектного участка трубопровода соблюдается [38].

#### Выводы по главе 4

Для проведения внутритрубной диагностики внутрицеховых технологических подземных трубопроводов компрессорной станции КС-4 Приобская (Газпром трансгаз Сургут) был выбран СД Introsan A2072.

В результате сканирования операторы зафиксировали дефекты коррозионной природы, которые были отмечены устройством на расстоянии 112м, 335м начальной точки.

Согласно расчетам, произведенным при помощи МУ «СТО Газпром 2-2.3-112-2007»:

1.1. Условие прочности трубопровода в продольном направлении выполняется  $|\sigma_{npN}| \leq \psi_2 \cdot R_1$  ( $|-168,9| \leq 169,5$ );

1.2. Условие предотвращения недопустимых пластических деформаций выполняется  $|\sigma_{np}^H| \leq \psi_3 \cdot \frac{m}{0,9 \cdot k_H} \cdot R_2^H$  ( $|-120,36| \leq 189,7$ );

1.3. Условие общей устойчивости трубопровода в продольном направлении выполняется  $S \leq m \cdot N_{кр}$  ( $1,6 < 3,69$ )

2. Выполнена оценка работоспособности участков газопровода с выявленными повреждениями. Допустимое давление для первого дефектного участка оказалось много больше рабочего  $6,9 > 5,4$ . Отсюда делаем вывод, что оцениваемый участок газопровода может эксплуатироваться при рабочем давлении  $5,4 \text{ МПа}$  с текущим контролем его технического состояния через 5 лет с последующим контролем согласно ГОСТ Р 51164 и Положения о скорости коррозии в зонах повышенной и высокой коррозионной активности.

Технические решения, предусмотренные проектной документацией, по ремонту дефектного участка предусматривают замену трубы. В свою очередь данный метод является дорогостоящим, трудоемким и длительным. Поэтому предлагается использовать муфту что позволит сократить срок ремонта до 12 часов. Для усиления была выбрана стеклопластиковая муфта «РСМ-1020». Силовую эффективность РСМ определяем расчетным критерием

					Расчетная часть	Лист
						76
	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

работоспособности дефектного участка газопровода до и после установки. Этот критерий определяем по СТО Газпром 2–2.3– 112, положениям СТО Газпром 2–2.3–335–2009 и временной инструкции по отбраковке и ремонту технологических трубопроводов газа компрессорных станций. Установка муфты обеспечивает условие  $p_{\text{доп.м}} > p_{\text{доп.}}$  ( $4.06 > 6.52$ ) . Обоснование выбора муфты также проведено. По итогу вычислен коэффициент усиления дефектного участка ( $k_{\text{ус}} = 1.61$ ), судя по которому делаем вывод, что критерий работоспособности дефектного участка газопровода при рабочем давлении 5,4 Мпа соблюдается.

Прибор Introsan A2072 показал значительную эффективность в процессе диагностики дефектов в трубопроводе компрессорной станции. Устройство позволило своевременно, быстро и качественно отследить дефектные участки в трубопроводной коммуникационной системе и устранить их.

					Расчетная часть	Лист
						77
	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## 5 ИССЛЕДОВАНИЕ НДС ГАЗОПРОВОДА-ОТВОДА МКЭ

Трубопроводный транспорт является важнейшей составляющей топливно-энергетического комплекса страны. На территории Российской Федерации эксплуатируются десятки тысяч километров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и газопроводов. Общая протяженность газотранспортной системы РФ свыше 180 тыс. км магистральных газопроводов. В этой системе тройники являются не только одной из наиболее часто используемых деталей, но и наиболее подвержены разрушению.

Исследования работоспособности газопроводов базируются на определении напряженно-деформированного состояния металла труб и сварных соединений в условиях различных нагрузок и воздействий при строительстве и эксплуатации. При этом, с учетом значительной протяженности линейных сооружений – газопроводов, прежде всего анализируют напряженное состояние потенциально опасных участков (в данном случае – тройников). Кроме того, НДС является основным критерием безопасной эксплуатации газопроводов, что показано в отечественных и зарубежных нормативных материалах [43].

В то же время, расчет НДС трубопроводных конструкций магистрального газопровода методами строительной механики не позволяет произвести точный анализ и оценку НДС этих объектов.

Трубопровод в процессе своей эксплуатации переносит достаточно большие нагрузки с целью обеспечения надежной и бесперебойной подачи продукции производится моделирование различных физических процессов. Поэтому сейчас огромными темпами развиваются численные методы с их принципиально новыми возможностями и широким классом постановки решаемых задач. [44].

					Исследование ТС трубопроводов и эффективности применения сканера-дефектоскопа Introspect A2072 в ООО «Газпром трансгаз			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Терентьев Е.С			ИССЛЕДОВАНИЕ НДС ГАЗОПРОВОДА-ОТВОДА МКЭ			
Руковод.		Бурков П.В.						
Консульт.								
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.						
					Лит.	Лист	Листов	
							78	144
					НИ ТПУ гр. 2БМ8			

Аварии с разрывом стенки трубы ведут к загрязнению окружающей среды, потерям углеводородного сырья и немалому экономическому ущербу.

Моделирование различных ситуаций дефектов, основанных на данных проведения внутритрубных диагностик или же на анализе уже отбракованных участков с имеющимися разрушениями, позволят повысить уровень точности распределения разрушающих напряжений вокруг коррозионного пятна и/или групп пятен при различном их взаимном расположении.

В настоящее время МКЭ получил глубокие теоретические обоснования и применяется для решения весьма широкого круга целей, например, для выполнения одной из первостепенных задач в системе трубопроводного транспорта, а именно обеспечения безопасности при эксплуатации нефти и газопроводов, предлагается использовать метод компьютерного моделирования для исследования процесса нагрузок трубопровода в программном комплексе Inventor. [42].

Целью данной работы является исследование НДС трубопроводной обвязки газопровода-отвода Компрессорной станции с при помощи программы Инвентор и выявление потенциально опасных участков, а также анализ имеющегося дефектного участка.

Первоочередным этапом выполнения работы является построение геометрической модели трубопровода-отвода (Рисунок 1) в соответствии с нормативно-технической документацией СНиП 2.05.06-85 [45].

Этап построения реализуется в модулях «Эскиз» и «3D-модель». Геометрическая модель создается при помощи инструментов рисования 2D-эскиза и операций линейного выдавливания.

Одним из важнейших моментов в исследовании процесса нагрузок является задание свойства материала. Модуль управления материалами представлен элементом «Инструменты», в котором задаются основные характеристики. Затем переходим к работе с полученной моделью в модуле «3D-модель» через элемент «Анализ напряжений».

					ИССЛЕДОВАНИЕ НДС ГАЗОПРОВОДА-ОТВОДА МКЭ	Лист
						79
	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Производим автоматическое создание конечно-элементной сетки, задав только в параметр размера элементов «Настройки сети» средний и минимальный размеры в 5 раз меньше установленных по умолчанию. Данное действие повышает точность расчётов. Получившаяся модель представлена на рисунке 22.

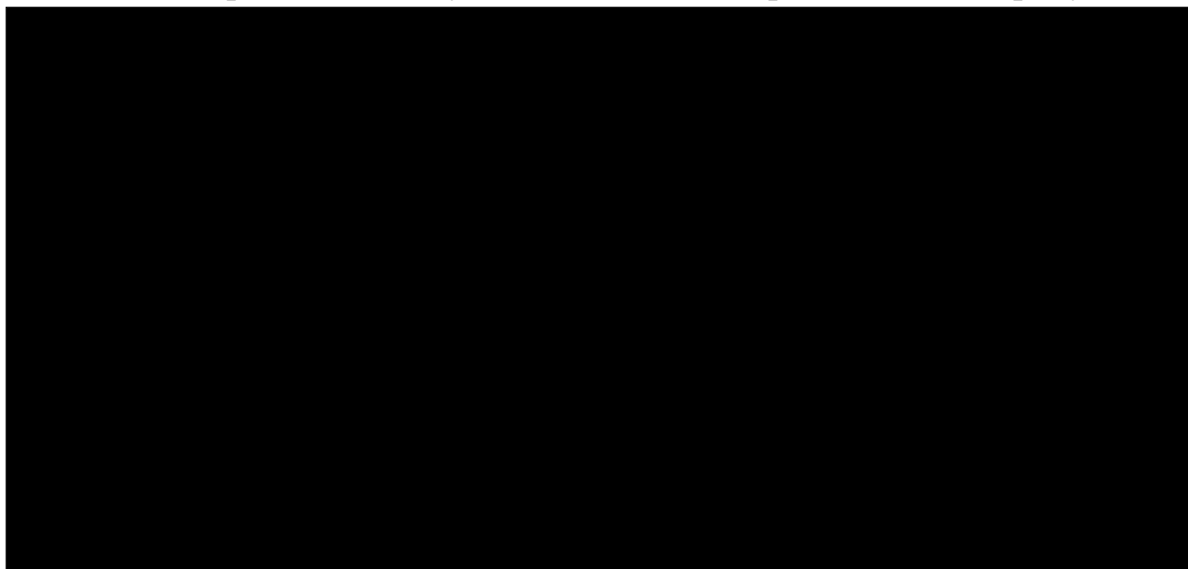


Рисунок – 22 Модель с применением программной КЭ сетки

К внутренней поверхности трубы с помощью команды «Нагрузки» приложим давление, которое создается в трубопроводе. Также приложим воздействия ветровых и снеговых нагрузок.

Для того, чтобы получить изображение напряжений, воспользуемся командой «Моделировать» (Рисунок 23).

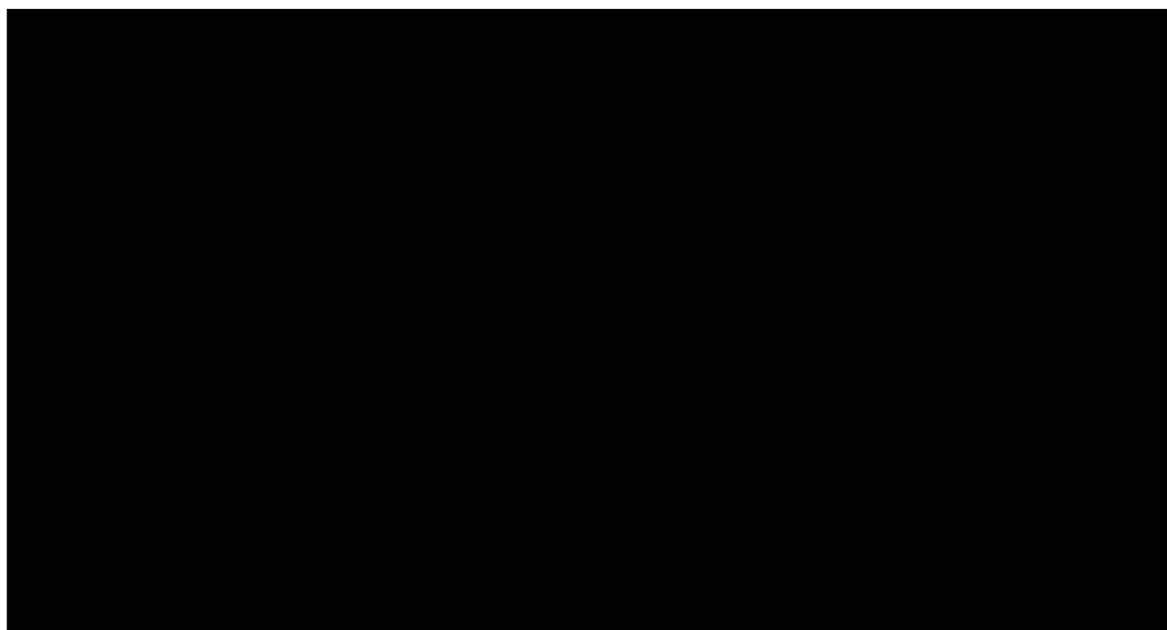


Рисунок – 23 Распределение напряжений



Согласно полученным расчетам, наиболее опасные напряжения находятся в области тройника (Рисунок 24), но такие значения являются допустимыми для данного материала и условий.

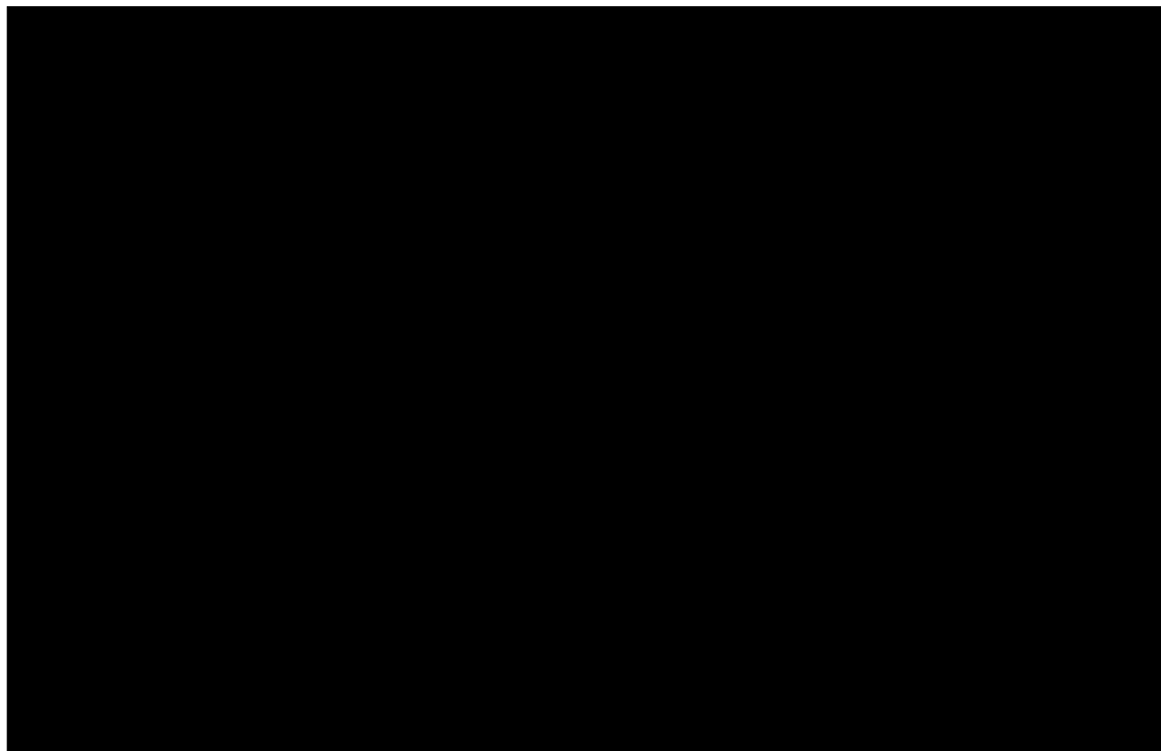
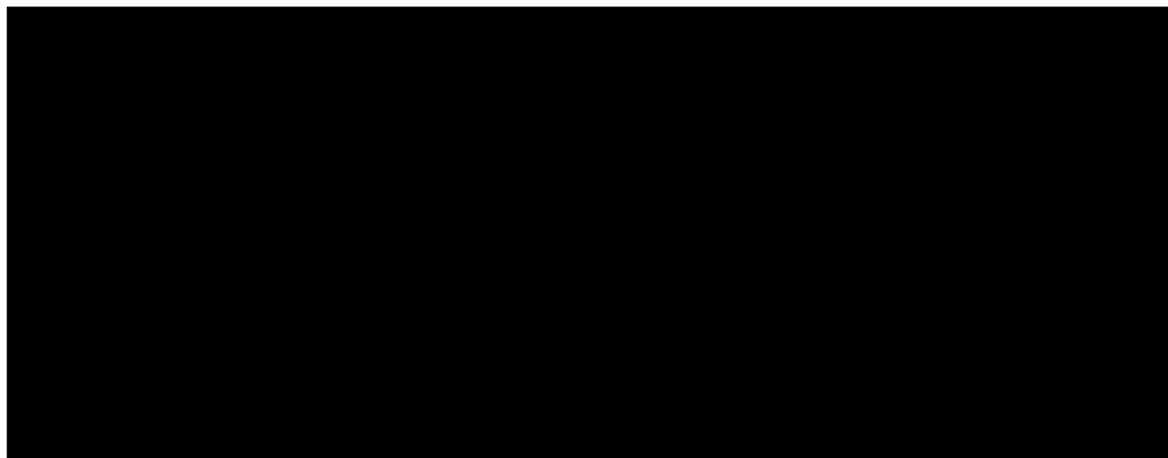


Рисунок – 24 Участок трубопровода с наибольшими значениями напряжений

Далее был смоделирован коррозионный дефект. По результатам моделирования (рисунок 25) эквивалентные напряжения по Мизесу при глубине дефекта 1 мм — несущественные. Максимальное повышение напряжений — 168,9 МПа, гораздо меньше предела текучести материала газопровода  $\sigma_T = 345$  МПа.



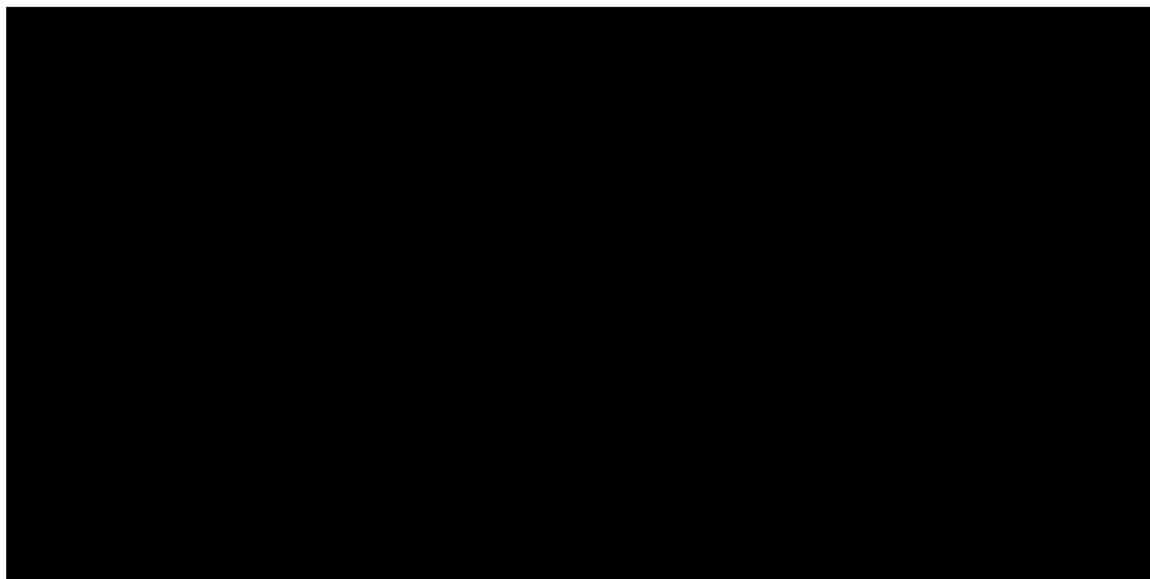


Рисунок 25 Расчет НДС дефектного участка

Таблица 11 - Значения параметров НДС по результатам моделирования и численного расчета методами строительной механики.



### Выводы по главе 5

Расчет НДС трубопроводных конструкций магистрального газопровода методами строительной механики не позволяет произвести точный анализ и оценку НДС этих объектов. Для исследования процесса нагрузок на трубопровод в САПР Autodesk Inventor был применен метод компьютерного моделирования

На 1 дефектном участке специалисты обнаружили коррозионный дефект. Используя результат моделирования и анализа напряженно-деформированного состояния, выявлено, что полученные значения точно интерпретируют ситуацию (полученные значения напряжений соотносятся с значениями напряжений, рассчитанными по нормативно-технической документации).

Помимо моделирования процесса нагрузок дефектного участка, данная процедура была проведена для тройника без дефектов. В результате проведенного анализа делаем вывод о том, что области с наибольшими значениями напряжений и деформаций являются допустимыми. Следовательно, трубопровод выдержит заданные эксплуатационные нагрузки.

					ИССЛЕДОВАНИЕ НДС ГАЗОПРОВОДА-ОТВОДА МКЭ	Лист
						82
	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таким образом, проведение моделирования напряженно-деформированного состояния участка газопровода дает адекватную оценку, что подтверждается расчетами согласно нормативно-технической документации. Стоит отметить, что используя данную методику расчета, нельзя определить точные значения критических напряжений. Моделирование позволяет определить значения напряжений, с учетом влияния дефекта на общее состояние напряженно-деформированного состояния участка газопровода.

Внутритрубная диагностика совместно с моделированием напряженно-деформированного состояния наиболее опасных участков могут дать более полное и точное представление о дефекте, дать прогноз на дальнейшее развитие разрушений. Результаты проведения комплексного исследования будут являться основанием для определения дальнейшего срока службы трубопровода и расчета надежности систем в существующих условиях эксплуатации.

					ИССЛЕДОВАНИЕ НДС ГАЗОПРОВОДА-ОТВОДА МКЭ	Лист
						83
	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## 6 УПРАВЛЕНИЕ РИСКАМИ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГТС

Газотранспортные предприятия в силу своих функциональных особенностей и территориальной распределенности сталкиваются с принципиально различными видами рисков отраслевого и регионального характера. Управление рисками в компании определяется как непрерывный циклический процесс принятия и выполнения управленческих решений, состоящий из идентификации, оценки и измерения рисков, реагирования на риски, контроля эффективности, планирования деятельности по управлению и мониторингу рисков [46].

Системная минимизация рисков – необходимое условие достижения целей газотранспортных предприятий, обеспечения надежности их функционирования и экономической эффективности.

ООО "Газпром трансгаз Сургут" – северо-восточное газотранспортное предприятие ОАО "Газпром". Осуществляет производственную деятельность в 12 субъектах Российской Федерации, в Восточной, Западной Сибири и на Дальнем Востоке, численность персонала – более 6,5 тыс. чел. За счет участия в реализации крупных газотранспортных проектов ОАО "Газпром" протяженность обслуживаемых магистральных газопроводов и численность персонала Общества ежегодно увеличивается на 10–20 %.

В настоящее время в ОАО "Газпром" в целом и в ООО "Газпром трансгаз Сургут" большое внимание уделяется устойчивому развитию отрасли и ее отдельных подсистем. Анализ устойчивости развития предполагает разработку средне- и долгосрочных прогнозов совместно с многогранными оценками различных рисков и управления ими. Само понятие риска включает в себя вероятностную меру опасности или совокупности опасностей, установленных для определенного объекта в виде возможных потерь за заданное время [47].

На этой почве актуальным становится решение таких задач, как:

					<i>Исследование ТС трубопроводов и эффективности применения сканера-дефектоскопа Introscan A2072 в ООО «Газпром трансгаз</i>			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Терентьев Е.С.			УПРАВЛЕНИЕ РИСКАМИ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГТС			
Руковод.		Бурков П.В.						
Консульт.								
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.						
					Лит.	Лист	Листов	
							84	144
					НИ ТПУ гр. 2БМ8			

- идентификация и классификация специфических рисков функционирования и управления газотранспортными предприятиями;
- исследование возникновения рисков функционирования газотранспортных предприятий;
- оценка рисков и определение методов управления ими.

## 6.2 Управление рисками

В настоящее время в ОАО "Газпром" в целом и в ООО "Газпром трансгаз Сургут" большое внимание уделяется устойчивому развитию отрасли и ее отдельных подсистем. Анализ устойчивости развития предполагает разработку средне- и долгосрочных прогнозов совместно с многогранными оценками различных рисков и управления ими. При этом "оценка риска" понимается как комплексная, научно обоснованная методология вероятностного прогноза хозяйственной деятельности и ее последствий в условиях высокой степени неопределенности, особенно в долговременной перспективе. Само понятие риска включает в себя вероятностную меру опасности или совокупности опасностей, установленных для определенного объекта в виде возможных потерь за заданное время» [47].

В результате проведенного анализа рисков газотранспортного предприятия были выделены 2 крупные группы: 1) стратегические риски (связанные с проектной деятельностью); 2) риски, связанные с текущей (операционной) деятельностью компании. Управление рисками на предприятии ООО "Газпром трансгаз Сургут" производится в соответствии с 4 типовыми стратегиями: уклонение, передача, снижение, принятие.

## 6.3 Методика оценки риска

Учитывая современное состояние науки, техники и технологий в области проектирования, создания и эксплуатации эксплуатируемых и перспективных газотранспортных систем, главными при оценках и регулировании их ресурса наряду с традиционным определением всех прочностных показателей в настоящее время признано необходимым также выполнять оценки и

					УПРАВЛЕНИЕ РИСКАМИ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГТС	Лист
						85
	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

осуществлять нормирование и регулирование соответствующих рисков (Рисунок 26).

В данном разделе произведём оценку рисков, связанных с операционной деятельностью компании (с эксплуатацией производственных объектов).

Анализ рисков является одним из наиболее существенных компонентов безопасности газотранспортных систем, мало того, этот научный метод является новым. Он помогает выявить предотвратить возможные внештатные ситуации.

С позиции безопасной эксплуатации в мировой газопроводной практике принято, что магистральные газопроводы как опасные производственные объекты должны иметь уровень приемлемого риска, равный  $10^{-6}$ , что соответствует частоте отказов  $\lambda=0,1$  на 1000 км в год. Очевидно, что для поддержания этого уровня требуется долгосрочная программа проведения работ по диагностике и ремонту.

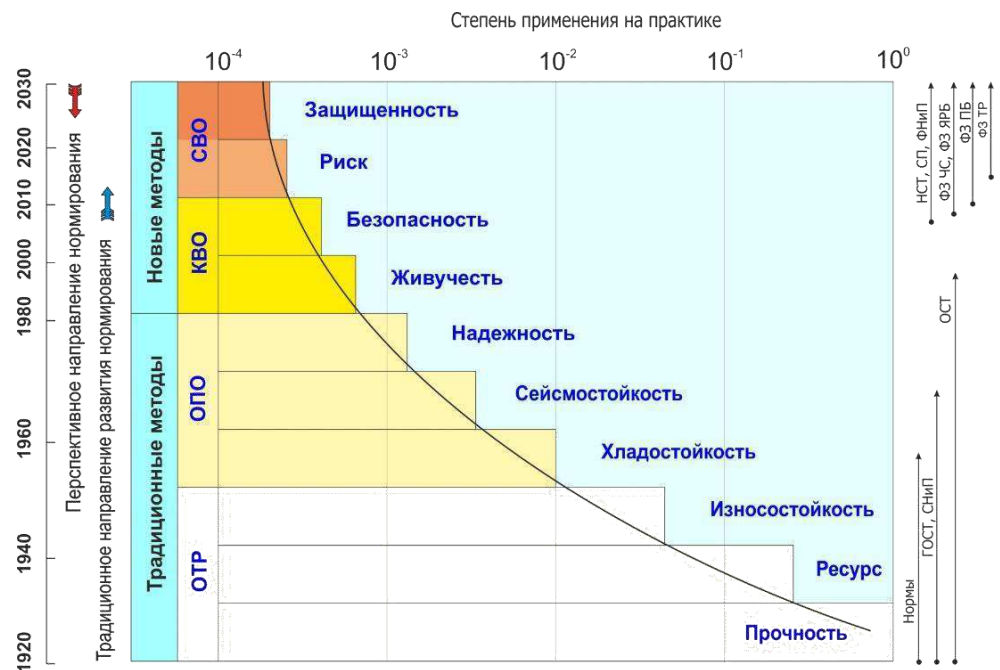


Рисунок 26. Комплексные механизмы анализа, нормирования и управления функционированием газотранспортных систем.

В связи с этим рассмотрим газотранспортную систему ПАО «Газпром». На Рисунок 4.18 приведены графики частоты отказов и уровня затрат, начиная с 2005 года и на длительную перспективу. Видим, что к 2010 в результате

широкого применения ВТД и реализации масштабной программы переизоляции удалось снизить частоту отказов до  $\lambda=0,1$ .

В последующие 10 лет (до 2020 г.) затраты на диагностику и капитальный ремонт были увеличены на 7-9% ежегодно. Как видно их графика, начиная с текущего года, затраты будут снижены на 15-20% до достижения газопроводами возраста 60 и более лет. Для таких газопроводов должна быть создана новая концепция «эксплуатации по назначению», в которой в качестве предельного состояния металла будет принят показатель предела выносливости вместо предела текучести, что повлечет за собой увеличение объемов ремонта. Пределом выносливости (пределом усталости) называют наибольшую величину циклического напряжения, при котором материал может работать неограниченно долго без разрушения. Предел текучести – это максимальная нагрузка, которую можно приложить к конструкции без ее деформации и последующего разрушения.

Что же касается методологии оценки риска, то она состоит из расчета вероятности возникновения нежелательного события. В данном случае риск представляет собой вероятность определенной внештатной ситуации (риска возникновения происшествия, аварии и т.п.) [8].

Довольно успешным методом нахождения компромисса, обеспечения полного функционального описания проблемы экологической и промышленной безопасности считается использование представления информации о системах и изучаемых объектах в виде графических логических построений – дерева событий.

Дерево событий является дедуктивным логическим построением, использующим концепцию финального события с целью определения возможных путей, при действии которых это событие может произойти [48]. Это процесс, где исследование протекания аварийной ситуации начинается с исходного события, после чего идет рассмотрение цепочки последующих событий, приводящих к инициированию аварии.

Для того, чтобы верно оценить вероятность перехода аварии с одного этапа на другой, необходимо:

1. определить условную вероятность, при которой возможна реализация тех или иных ветвей дерева отказов
2. определить вероятности срабатывания средств по предотвращению или локализации аварии.
3. оценить вероятности поражения сооружений объекта и технологического оборудования, расположенных в зоне возникновения аварии, в результате оказанного на них воздействия опасных факторов.

Главным преимуществом дерева событий (в сравнении с другими методами) является то, что этот анализ ограничивается определением только элементов системы и событий, приводящих к данному конкретному возникновению аварии или отказу системы.

Таким образом, построение дерева событий для чрезвычайной позволяет с высокой степенью вероятности спрогнозировать развитие событий при отказе оборудования. Данный метод позволяет выявить слабые места в производственном процессе, а также получить более широкое представление о поведении самой системы в моменты сбоя в функционировании оборудования, что и является предшествующим фактором развития ЧС.

Достоинства и недостатки дерева событий сведены в таблицу 12

Таблица 12 Достоинства и недостатки дерева событий

Достоинства	Недостатки
Позволяет показать в явном виде малонадежные места в системе	Реализация этого метода требует от предприятия значительных затрат времени и средств
Обеспечивается графикой и представляется в наглядном виде	Демонстрирует только два состояния: отказавшее и рабочее
Позволяет выполнять количественный и качественный анализ безопасности системы	Трудность при учете состояния неполного отказа элементов
Позволяет получить глубокое представление о поведении системы	Затруднения в общем случае аналитического решения для деревьев, которые содержат в себе резервные и восстанавливаемые узлы
Позволяет облегченно проводить анализ надежности сложных систем	Деревья событий описывают систему лишь в определенный момент времени



Из сказанного выше следует, что дерево событий – это перспективный метод решения задач по безопасности и надежности, а также по выявлению риска функционирования технической системы.

#### 6.4 Анализ магистрального газопровода «Сургут-Нефтеюганск»

Отрезок линейного газопровода «Сургут-Нефтеюганск» (участок от КС-4 Приобская до КС-5 Балыкского ЛПУМГ) имеет протяженность 100 км, диаметр трубы 1020 мм, рабочее давление 5,4 МПа. Для более детальной оценки рисков произведем его деление на отрезки в соответствии с топографической обстановкой данной местности и отразим это на схеме.

Таким образом, на всем своем протяжении газопровод «Сургут-Нефтеюганск» переходит через следующие рельефные участки местности (см. Рисунок 7.):

1. Берет начало от КС-4 «Приобская», расположенной на возвышенности.
2. Проходит по участку с оползневыми явлениями.
3. Переход через торфяники.
4. Болотистая местность.
5. Переход через реку Обь.
6. Заканчивается на КС-5 «Балыкского ЛПУМГ», расположенной на возвышенности.

Разбив трассу газопровода на части, получаем следующую схему (Рисунок 27).

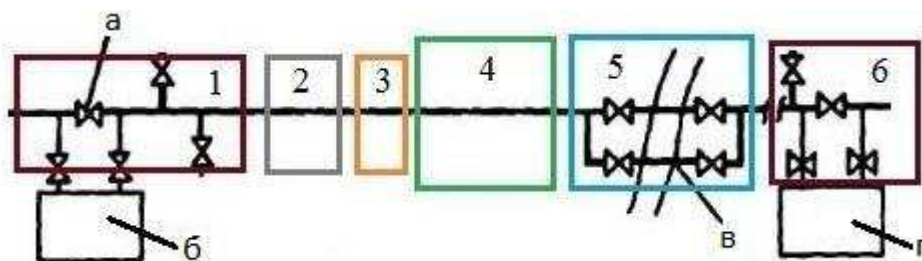


Рисунок 27 – Схема рельефных препятствий МГ «Сургут-Нефтеюганск», где: а – КС-4 «Приобская»; б – линейная арматура; в – двухниточный переход через водную преграду; г – КС-5 «Балыкского ЛПУМГ»

### 6.4.1 Построение дерева событий и расчет вероятности главного события

Главным событием является истечение газа вследствие разрыва газопровода. Оно может быть индуцировано несколькими исходными (Рисунок 28), к примеру: М1 – Истечение газа из системы на возвышенности. М2 – Утечка газа на оползневых участках. В1 – Несанкционированное вскрытие. М3 – Утечка газа в торфяной местности. М4 – Истечение газа из системы в болотистой местности. М5 – Аварийная ситуация в русле реки.

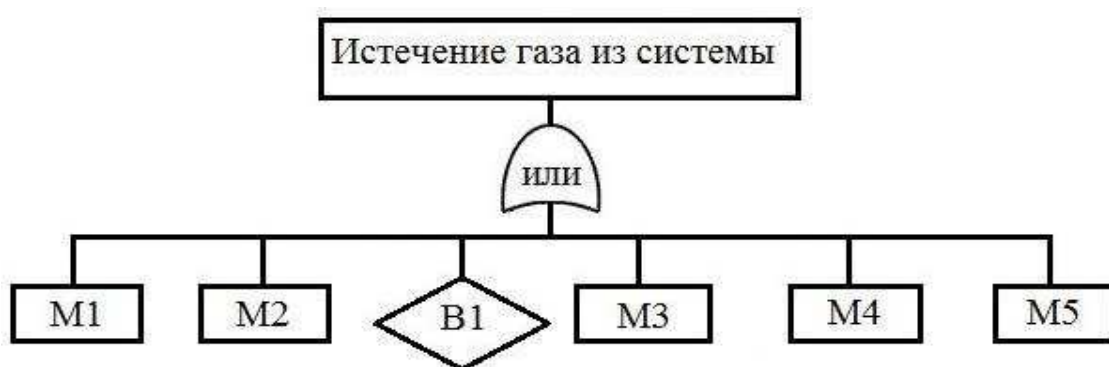


Рисунок 28 – Главное и индуцированные события дерева отказов

Таблица 13 – Типичные инициирующие события

Обозначение	Характеристика события	Вероятность события
М6	Разрушение газопровода из-за внешних воздействий	$12 \cdot 10^{-5}$
В2	Рост внутреннего давления	$12 \cdot 10^{-6}$
МІ	Разрушение газопровода в результате техногенного воздействия	$1,1 \cdot 10^{-5}$
МІІ	Влияние человеческого фактора	$1 \cdot 10^{-4}$
МІІІ	Воздействие окружающей среды	$2 \cdot 10^{-5}$
В5	Авиакатастрофа	$1 \cdot 10^{-6}$ /год
В6	Воздействие от средств передвижения	$1 \cdot 10^{-5}$ /год
В19	Непровар корня шва	$3 \cdot 10^{-6}$
В20	Несоблюдение технологии производства	$4 \cdot 10^{-7}$
В21	Нерегулярное обслуживание участка	$1 \cdot 10^{-4}$
В22	Коррозия	$1 \cdot 10^{-6}$
В23	Землетрясение	$1 \cdot 10^{-5}$ /год
В24	Падение опоры ЛЭП	$1 \cdot 10^{-5}$

Продолжение таблицы 13

B25	Молния	$1 \cdot 10^{-6}$
B26	Падение метеорита	$4 \cdot 10^{-9}$
M7	Природное воздействие	$12 \cdot 10^{-4}$
MIV	Случайная нагрузка: (B11 – сейсмическое воздействие; B12 – взрыв; B13 – внезапная разгерметизация; B14 – пожар; B15 – нестационарный режим эксплуатации; B16 – механические повреждения) [13]	$1,2 \cdot 10^{-3}/\text{год}$
B7	Вымывание конструкции газопровода	$3 \cdot 10^{-5}$
B8	Закупорка льдом	$1 \cdot 10^{-3}$
B9	Метеоосадки (дожди)	$2 \cdot 10^{-4}$
B10	Воздействие температуры	$1 \cdot 10^{-6}$
M8	Температурное воздействие	$3 \cdot 10^{-6}$
B17	Нагрев металла в результате тления торфа	$1 \cdot 10^{-6}$
B3	Промерзание трубы	$2 \cdot 10^{-6}$
M9	Разрыв в результате природных особенностей речной местности	$6 \cdot 10^{-9}$
B18	Повреждение в результате карчехода	$2 \cdot 10^{-4}$
B4	Разрыв в результате ремонта на параллельной ветке	$1 \cdot 10^{-3}$

Событие В1 можно считать базовым, так как для него существует адекватная историческая информация. Для обозначения неразвитых и базовых событий используются круги и ромбы соответственно. В анализе неразвитых событий нет необходимости или возможности.

Далее строим схематичное дерево событий в соответствии с правилами, о которых говорили выше.

Рассмотрим дальнейшее развитие события М1 – «Истечение газа из системы на возвышенности» (Рисунок 29).

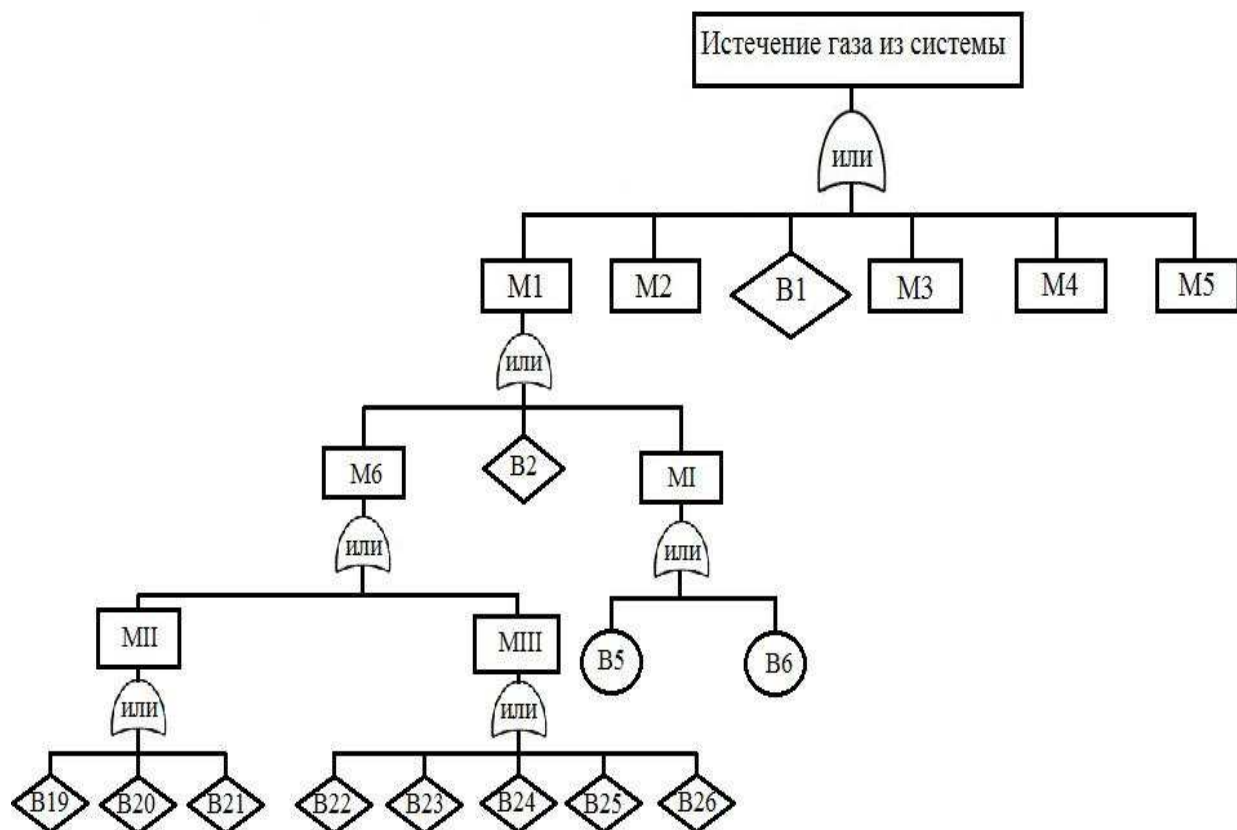


Рисунок 29 – Развитие события М1 – «Истечение газа из системы на возвышенности»

Развитие события М2 – «Утечка газа на оползневых участках» (Рисунок30).

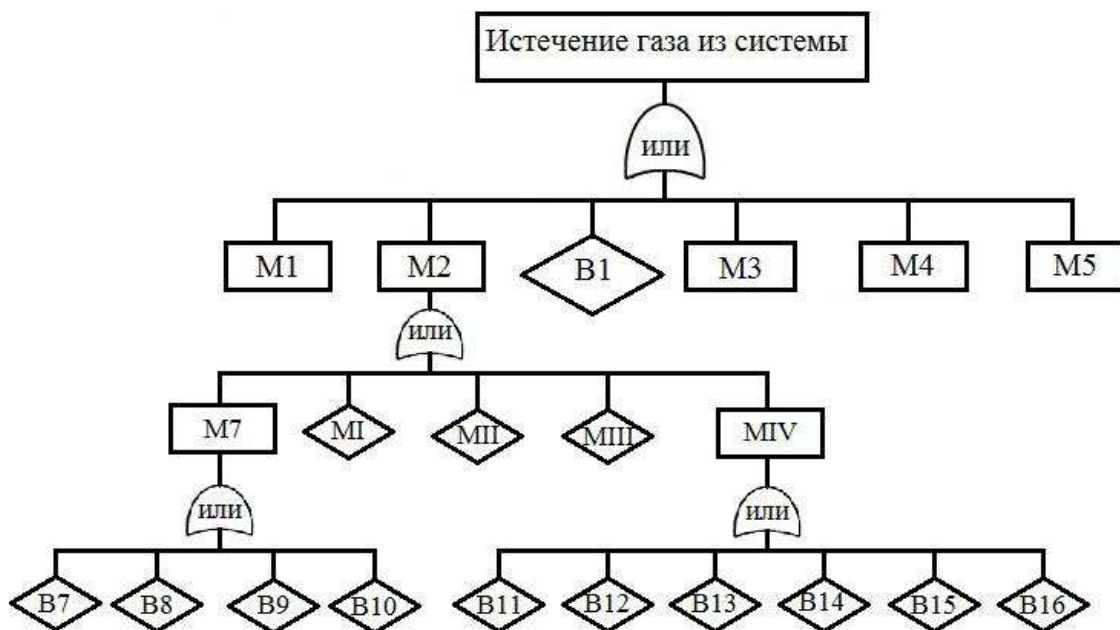


Рисунок 30 – Развитие события М2 – «Утечка газа на оползневых участках»

Переходим к следующему рельефному участку и описываем развитие события М3 – «Утечка газа в торфяной местности» (Рисунок 31).

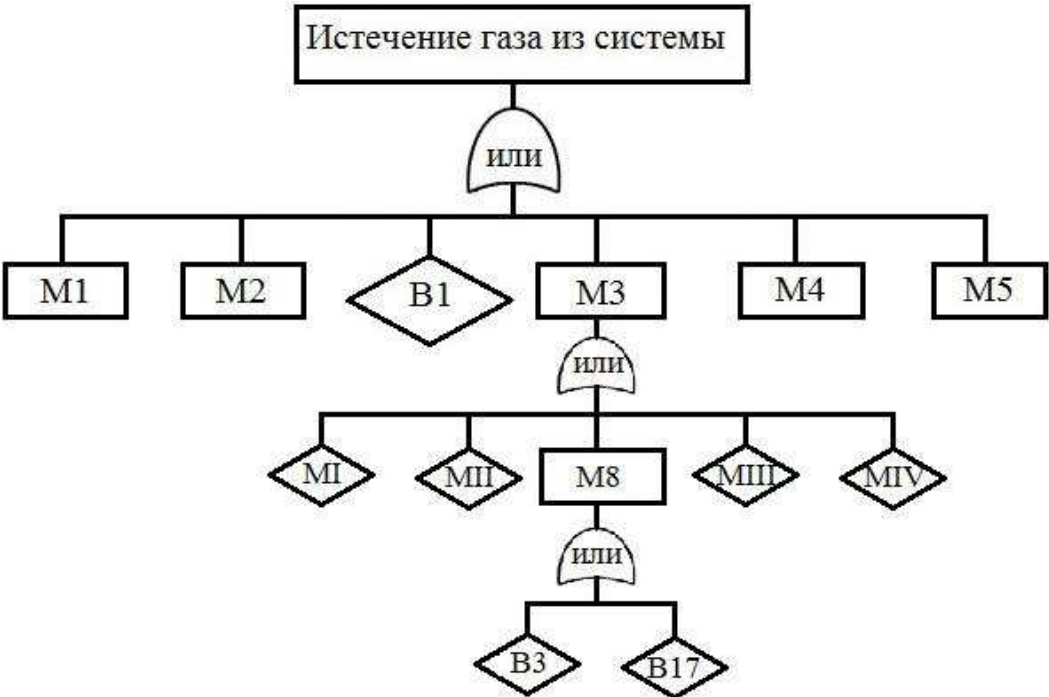


Рисунок 31 – Развитие события М3 – «Утечка газа в торфяной местности»

Развитие события М4 – «Истечение газа из системы в болотистой местности» (Рисунок 32).

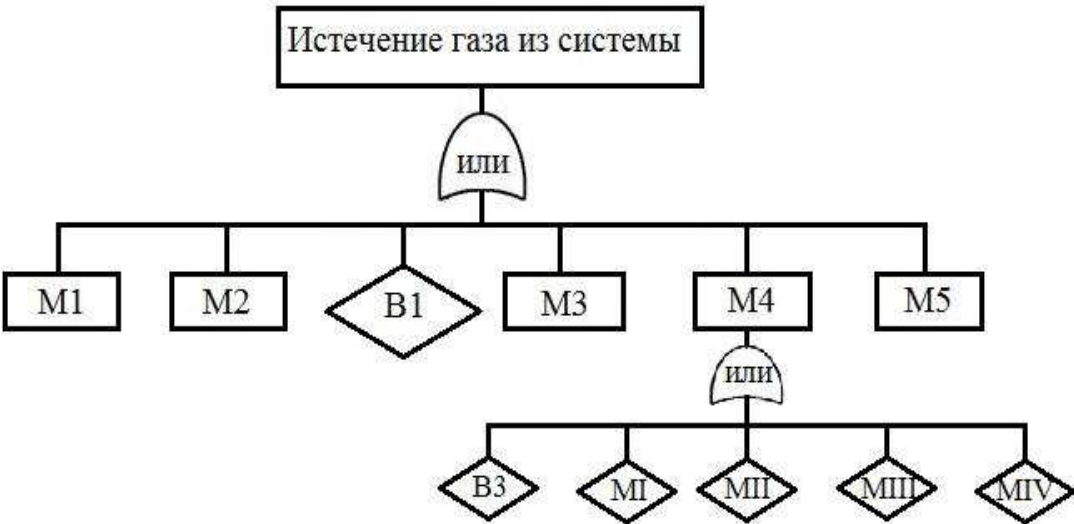


Рисунок 32 – Развитие события М4 – «Истечение газа из системы в болотистой местности»

И, наконец, развиваем событие М5 – «Аварийная ситуация в русле реки» (Рисунок 33).

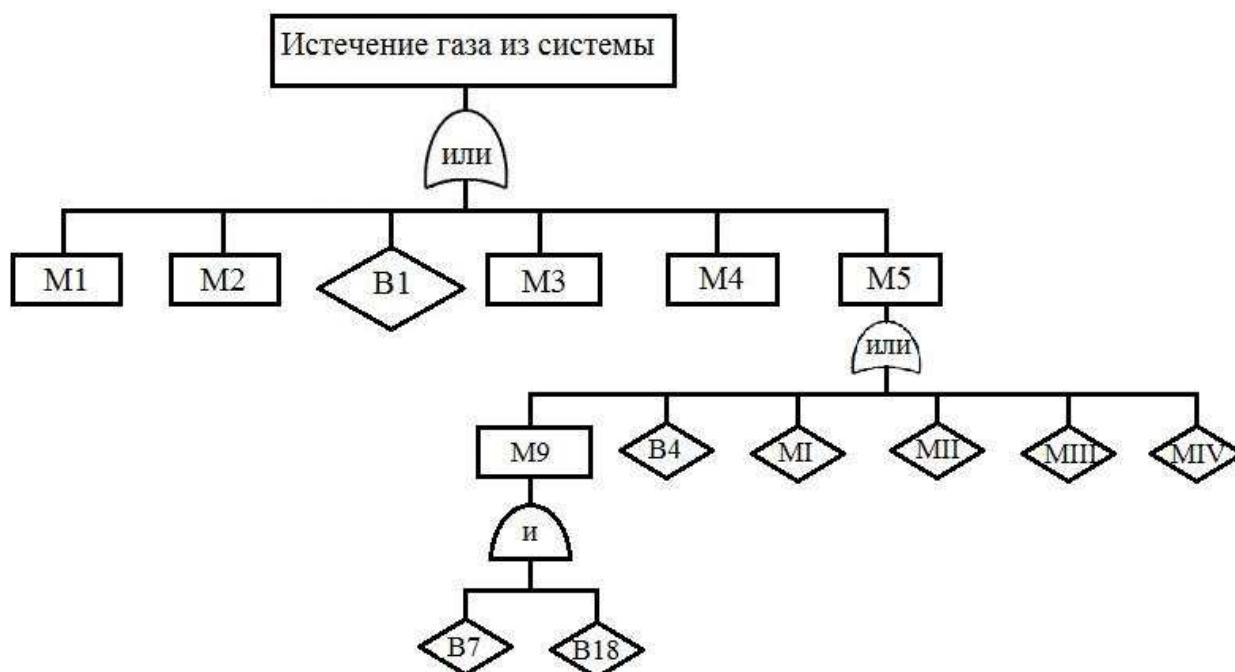


Рисунок 33 – Развитие события М5 – «Аварийная ситуация в русле реки»

Как видно из полного дерева событий (ПРИЛОЖЕНИЕ Б), мы используем универсальные модули (М I, М II, М III, М IV), полученные в результате анализа особенностей технологического производства, нагрузок и природных условий на различных участках местности.

После построения конечной схемы дерева событий и представив оценочную частоту (вероятность) для всех базовых или неразвивающихся событий, можно приступить к количественному анализу, вычислив вероятность возникновения главного события.

Развитие события М1 «Истечение газа из системы на возвышенности»: В19, В20 и В21 ведут к событию МII «Влияние человеческого фактора» через логический блок «ИЛИ»:

$$P(MII) = P(B19) + P(B20) + P(B21) = 3 \cdot 10^{-6} + 4 \cdot 10^{-7} + 1 \cdot 10^{-4} \approx 1 \cdot 10^{-4} \text{ год}^{-1};$$

В22, В23, В24, В25 и В26 ведут к событию МIII «Воздействие окружающей среды» через логический блок «ИЛИ»:

$$\begin{aligned} P(MIII) &= P(B22) + P(B23) + P(B24) + P(B25) + P(B26) = \\ &= 1 \cdot 10^{-6} + 1 \cdot 10^{-5} + 1 \cdot 10^{-5} + 1 \cdot 10^{-6} + 4 \cdot 10^{-9} \approx 2 \cdot 10^{-5} \text{ год}^{-1}; \end{aligned}$$

МII и MIII ведут к M6 через логический блок «ИЛИ»:  $P(M6) = P(MII) + P(MIII) = 1 \cdot 10^{-4} + 2 \cdot 10^{-5} = 12 \cdot 10^{-5} \text{ год}^{-1}$ ;

B5 и B6 ведут к событию MI «Разрушение газопровода в результате техногенного воздействия» также через логический блок «ИЛИ»:

$$P(MI) = P(B5) + P(B6) = 1 \cdot 10^{-6} + 1 \cdot 10^{-5} = 1,1 \cdot 10^{-5} \text{ год}^{-1};$$

Событие M1 – промежуточное. К нему ведут события M6, B2 и MI через логический блок «ИЛИ». Таким образом:

$$F(M1) = P(M6) + F(B2) + P(MI) = 12 \cdot 10^{-5} + 12 \cdot 10^{-6} + 1,1 \cdot 10^{-5} \approx 1,4 \cdot 10^{-4} \text{ год}^{-1}.$$

Развитие события M2 «Утечка газа на оползневых участках»:

B7, B8, B9 и B10 ведут к событию M7 «Природное воздействие» через логический блок «ИЛИ»:

$$\begin{aligned} P(M7) &= P(B7) + P(B8) + P(B9) + P(B10) = \\ &= 3 \cdot 10^{-5} + 1 \cdot 10^{-3} + 2 \cdot 10^{-4} + 1 \cdot 10^{-6} \approx 12 \cdot 10^{-4} \text{ год}^{-1}; \end{aligned}$$

Событие M2 является также промежуточным событием. К нему ведут события M7, MI, MII, MIII и MIV через логический блок «ИЛИ».

Таким образом:

$$\begin{aligned} F(M2) &= P(M7) + F(MI) + F(MII) + F(MIII) + P(MIV) = \\ &= 12 \cdot 10^{-4} + 1,1 \cdot 10^{-5} + 1 \cdot 10^{-4} + 2 \cdot 10^{-5} + 1,2 \cdot 10^{-3} \approx 1,3 \cdot 10^{-3} \text{ год}^{-1}. \end{aligned}$$

Развитие события M3 «Утечка газа в торфяной местности»:

B3 и B17 ведут к событию M8 «Температурное воздействие» через логический блок «ИЛИ»:

$$P(M8) = P(B3) + P(B17) = 2 \cdot 10^{-6} + 1 \cdot 10^{-6} = 3 \cdot 10^{-6} \text{ год}^{-1};$$

Событие M3 является также промежуточным событием. К нему ведут события M8, MI, MII, MIII и MIV через логический блок «ИЛИ». Таким образом:

$$\begin{aligned} F(M3) &= P(M8) + F(MI) + F(MII) + F(MIII) + F(MIV) = \\ &= 3 \cdot 10^{-6} + 1,1 \cdot 10^{-5} + 1 \cdot 10^{-4} + 2 \cdot 10^{-5} + 1,2 \cdot 10^{-3} \approx 1,3 \cdot 10^{-3} \text{ год}^{-1}. \end{aligned}$$

Развитие события M4 «Истечение газа из системы в болотистой местности». Событие M4 – промежуточное. К нему ведут события B3, MI, MII, MIII и MIV через логический блок «ИЛИ». Таким образом:

$$F(M4) = F(B3) + F(MI) + F(MII) + F(MIII) + F(MIV) = \\ = 2 \cdot 10^{-6} + 1,1 \cdot 10^{-5} + 1 \cdot 10^{-4} + 2 \cdot 10^{-5} + 1,2 \cdot 10^{-3} \approx 1,2 \cdot 10^{-3} \text{ год}^{-1}.$$

Развитие события M5 «Аварийная ситуация в русле реки»:

Событие M9 наступает при одновременном появлении B7 и B18, заданных вероятностями:

$$P(M9) = P(B7) \times P(B18) = 3 \cdot 10^{-5} \times 2 \cdot 10^{-4} = 6 \cdot 10^{-9} \text{ год}^{-1};$$

Событие M5 – промежуточное. К нему ведут события M9, B4, MI, MII, MIII и MIV через логический блок «ИЛИ»:

$$F(M5) = P(M9) + F(B4) + F(MI) + F(MII) + F(MIII) + F(MIV) = \\ = 6 \cdot 10^{-9} + 1 \cdot 10^{-3} + 1,1 \cdot 10^{-5} + 1 \cdot 10^{-4} + 2 \cdot 10^{-5} + 1,2 \cdot 10^{-3} \approx 1,3 \cdot 10^{-3} \text{ год}^{-1}. B1 = 2 \\ \text{год}^{-1}.$$

Главное событие «Истечение газа из системы» наступает при возникновении событий M1, M2, M3, M4, M5 и B1, связанных между собой блоком «ИЛИ»:

$$F(T) = P(M1) + P(M2) + P(M3) + P(M4) + P(M5) + F(B1) = \\ = 1,4 \cdot 10^{-4} + 1,3 \cdot 10^{-3} + 1,2 \cdot 10^{-3} + 1,2 \cdot 10^{-3} + 1,3 \cdot 10^{-3} + 2 = 2,005 \cdot 10^{-1} \text{ год}^{-1}.$$

Таким образом, наиболее возможным событием в нашем дереве событий является утечка, связанная с несанкционированным вскрытием или врезкой в линейную часть трубопровода. В нашем случае частота этого события равна 2 год<sup>-1</sup>. Следовательно, для минимизации вероятности возникновения главного события ключевым образом, кроме прочих мероприятий, необходимо исключить возможность врезки и несанкционированного вскрытия магистрального газопровода.

Если же по каким-то факторам удастся избежать проявления B1, то тогда главное событие «Истечение газа из системы» наступает при возникновении событий M1, M2, M3, M4, M5, связанных между собой блоком «ИЛИ»:

$$F(T) = P(M1) + P(M2) + P(M3) + P(M4) + P(M5) = \\ = 1,4 \cdot 10^{-4} + 1,3 \cdot 10^{-3} + 1,2 \cdot 10^{-3} + 1,2 \cdot 10^{-3} + 1,3 \cdot 10^{-3} = 5 \cdot 10^{-3} \text{ год}^{-1}.$$



## Выводы по главе 6

В результате проведенного исследования были получены расчетные величины рисков типовых участков магистрального газопровода:

М1 – Истечение газа из системы на возвышенности –  $1,4 \cdot 10^{-4}$  год<sup>-1</sup>.

М2 – Утечка газа на оползневых участках –  $1,3 \cdot 10^{-3}$  год<sup>-1</sup>.

М3 – Утечка газа в торфяной местности –  $1,2 \cdot 10^{-3}$  год<sup>-1</sup>.

М4 – Истечение газа из системы в болотистой местности –  $1,2 \cdot 10^{-3}$  год<sup>-1</sup>.

М5 – Аварийная ситуация при переходе русла реки –  $1,3 \cdot 10^{-3}$  год<sup>-1</sup>.

Общая величина риска главного события «Истечение газа из системы» линейного трубопровода для ООО «Газпром трансгаз Сургут» составила 2,005 год<sup>-1</sup>. Если же не брать во внимание несанкционированные врезки, то величина риска равна 0,005 год<sup>-1</sup>. Полученное значение сопоставимо с вероятностью аварии на трубопроводе протяженностью более 100 км в таблице «Вероятности и ущербы возможных крупных аварий и катастроф на высокорисковых объектах», приведенной в статье «ФУНДАМЕНТАЛЬНЫЕ ЗАКОНОМЕРНОСТИ ТЕХНОГЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ В ОБОСНОВАНИИ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ГАЗОТРАНСПОРТНЫХ СИСТЕМ» Махутова Николая Андреевича, член-корреспондента РАН, доктора технических наук, профессора и главного научного сотрудника института машиноведения им. А.А. Благонравова РАН (Таблица 14) [48].

Таблица 14 Вероятности и ущербы возможных крупных аварий и катастроф

№	Типы объектов		Вероятности аварий, 1/год			Ущерб, \$
			Расчетные		Реальн ые	
			Проектн ые	Запроектн ые		
1	Реакторы	Активная зона	$10^{-6}$	$10^{-8}$	$2 \cdot 10^{-3}$	$10^{10}$
		Первый контур	$10^{-5}$	$10^{-6}$	$5 \cdot 10^{-3}$	$10^9$
2	Ракетно-космические системы		$10^{-3}$	$10^{-4}$	$5 \cdot 10^{-2}$	$10^9$
3	Турбоагрегаты		$10^{-3}$	$10^{-4}$	$3 \cdot 10^{-3}$	$10^8$
4	Летательные аппараты		$10^{-3}$	$10^{-4}$	$5 \cdot 10^{-3}$	$10^7$
5	ТЭС, ГЭС		$10^{-3}$	$10^{-6}$	$>10^{-4}$	$10^9$
6	Трубопроводы (более 100 км)		$10^{-4}$	$2 \cdot 10^{-3}$	$1 \cdot 10^{-2}$	$10^6$

Газотранспортные предприятия в силу своих функциональных особенностей и территориальной распределенности сталкиваются с различными видами рисков. Системная минимизация рисков – необходимое условие достижения целей газотранспортных предприятий, обеспечения надежности их функционирования и экономической эффективности.

Анализ рисков является одним из наиболее существенных компонентов безопасности газотранспортных систем. Он помогает выявить и предотвратить возможные внештатные ситуации. При этом, дерево событий – это перспективный метод решения задач по безопасности и надежности, а также по выявлению риска функционирования технической системы.

Для снижения вероятности разрушения газопроводов необходимо развивать и внедрять новые методы неразрушающего контроля оборудования; ранжировать обнаруженные при диагностике дефекты в длительно эксплуатируемых конструкциях по степени риска возникновения катастрофического разрушения вследствие деградиционных процессов в материале; разрабатывать и принимать нормативные документы, регулирующие их строительство и эксплуатацию с учётом изменения физико-механического состояния металла труб при длительном использовании.

## 7. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

### 7.1 SWOT-анализ

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского проекта. SWOT-анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта (таблица 15).

Таблица 15 – Матрица SWOT

Сильные стороны научно-исследовательского проекта:	Слабые стороны научно-исследовательского проекта:
С1. Возможность своевременного обнаружения дефектов в сложных трубопроводных обвязках С2. Контроль технического состояния	Сл1. Поиск специализированных людей вне предприятия Сл2. Сложности с расшифровкой ВТД
Возможности:	Угрозы:
В1. Улучшение и разработка новых методов диагностики В2. Своевременная диагностика позволит увеличить безопасную эксплуатацию	У1. Необходимость в высококвалифицированном персонале

### 7.2 Оценка готовности проекта к коммерциализации

На какой бы стадии жизненного цикла не находилась научная разработка полезно оценить степень ее готовности к коммерциализации и выяснить уровень собственных знаний для ее проведения (или завершения). Для этого необходимо заполнить специальную форму, содержащую показатели о степени проработанности проекта с позиции коммерциализации и компетенциям разработчика научного проекта. Результаты анализа степени готовности приведены в таблице 16.

Оценка готовности научного проекта к коммерциализации (уровень знаний у разработчика) определяется по формуле:  $B_{\text{сум}} = \sum B_i$ , где  $B_{\text{сум}}$  – общее количество баллов по каждому направлению;  $B_i$  – балл по  $i$ -му показателю.

					Исследование ТС трубопроводов и эффективности применения сканера-дефектоскопа Introscan A2072 в ООО «Газпром трансгаз							
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»			Лит.	Лист	Листов		
Разраб.		Терентьев Е.С								99	144	
Руковод.		Бурков П.В.						НИ ТПУ гр. 2БМ8				
Консульт.		Романюк В.Б.										
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.										

Значение  $B_{\text{сум}}$  позволяет говорить о мере готовности научной разработки и ее разработчика к коммерциализации. Значение степени проработанности научного проекта составило 44, что говорит о средней перспективности, а знания разработчика достаточны для успешной ее коммерциализации. Значение уровня имеющихся знаний у разработчика составило 45 – перспективность выше среднего.

Таблица 16 – Оценка степени готовности научного проекта к коммерциализации

№ п/п	Наименование	Степень проработанности научного проекта	Уровень имеющихся знаний у разработчика
1	Определен имеющийся научно-технический задел	3	3
2	Определены перспективные направления коммерциализации научно-технического задела	4	3
3	Определены отрасли и технологии (товары, услуги) для предложения на рынке	5	3
4	Определена товарная форма научно-технического задела для представления на рынок	3	3
5	Определены авторы и осуществлена охрана их прав	4	3
6	Проведена оценка стоимости интеллектуальной собственности	3	3
7	Проведены маркетинговые исследования рынков сбыта	3	3
8	Разработан бизнес-план коммерциализации научной разработки	3	3
9	Определены пути продвижения научной разработки на рынок	3	3
10	Разработана стратегия (форма) реализации научной разработки	3	3
11	Проработаны вопросы международного сотрудничества и выхода на зарубежный рынок	1	3
12	Проработаны вопросы использования услуги инфраструктуры поддержки, получения льгот	2	3
13	Проработаны вопросы финансирования коммерциализации научной разработки	2	3
14	Имеется команда для коммерциализации научной разработки	2	3
15	Проработан механизм реализации научного проекта	3	3
	ИТОГО БАЛЛОВ	44	45

По результатам оценки можно сказать, что в первую очередь необходимо проработать вопросы использования услуг инфраструктуры поддержки, получения льгот. Следующими задачами будет проработка вопросов финансирования коммерциализации научной разработки и поиск команды для коммерциализации научной разработки. Что касается вопросов международного сотрудничества и выхода на зарубежный рынок: такие задачи на данный момент не ставятся.

### 7.3 План проекта

В рамках планирования научного проекта необходимо построить календарный и сетевые графики проекта. Линейный график представлен в виде таблицы 17.

Таблица 17 – Календарный план проекта

Код работы (из ИСР)	Название	Длительность, дни	Дата начала работ	Дата окончания работ	Состав участников (ФИО ответственных исполнителей)
1	Получение задания	1	12.02.2020	13.02.2020	Терентьев Е.С. Бурков П.В.
2	Постановка задачи и целей исследования, актуальность, научная новизна	5	14.02.2020	19.02.2020	Терентьев Е.С. Бурков П.В.
3	Объект и методы исследования	13	20.02.2020	03.03.2020	Терентьев Е.С. Бурков П.В.
4	Основная часть	30	04.03.2020	03.04.2020	Терентьев Е.С. Бурков П.В.
5	Расчеты и аналитика	20	04.04.2020	24.04.2020	Терентьев Е.С. Бурков П.В.
6	Результаты и обсуждения	10	25.04.2020	05.05.2020	Терентьев Е.С. Бурков П.В.
7	Оформление пояснительной записки	10	06.05.2020	16.05.2020	Терентьев Е.С.
<b>Итого:</b>		89			

Диагностика трубопровода позволяет сократить затраты на проведение ремонта после отказа трубопровода. Рассмотрим экономическую эффективность проекта диагностики трубопровода.

Результаты диагностики могут быть использованы для:

- Выявления мест расположения течей (при наличии).
- Установления степени износа стенки трубопроводов, в том числе, определения интервалов с повышенным уровнем напряжений для проведения профилактических ремонтных работ.

В качестве базы для сравнения принимаем затраты на ремонт в случае обнаружения дефекта при диагностике и затраты на ремонт в случае отказа трубопровода. В качестве базы для сравнения принять технико-экономические показатели затрат на диагностику трубопровода (см. таблицу 18).

Таблица 18 – Затраты на установку средств очистки и диагностики на напорном нефтепроводе в ценах на 2019г.

Состав затрат	Сумма затрат, тыс. руб.
1. Камера приема поршня	4000
2. Камера запуска поршня	
3. Затраты на монтаж и установку	860
4. Щеточный блок	20
5. Ежегодные затраты на обслуживание	50
Итого: затраты на все мероприятия	4300

Таблица 19 – Затраты на установку средств очистки и диагностики на трех газопроводах в ценах на 2019г.

Состав затрат	Кол-во шт.	Сумма затрат, тыс.р
1. Камера приема поршня	3	12000
2. Камера запуска поршня		
3. Затраты на монтаж и установку		2580
4. Щеточный блок	3	60
5. Ежегодные затраты на обслуживание		150

Таблица 20 – Затраты на ликвидацию отказа трубопровода

Наименование затрат	Стоимость т.р.
Ремонт трубопроводов	603
Потеря 16000 м <sup>3</sup>	80
Итого	683

Таблица 21 Потребность оборудования необходимого для ремонта катушки

Наименование	Марка	Кол-во	Цена ед., руб.	Стоимость всего оборудования, руб.	Транспортные расходы, руб.	Стоимость монтажа, руб.	Полная стоимость, руб.
Бульдозер	Komatsu D 63E- 12	1	8800000	8800000	176000	440000	9416000
Экскаватор	Daewoo 180W-V	1	5500000	5500000	110000	275000	5885000
Сварочная машина	Lincoln Electric V350- PRO	1	465000	465000	9300	23250	497550
Самосвальная машина	Урал 5557- 612174	1	3800000	3800000	76000	190000	4066000
Вахтовая машина	Урал 3255"	1	2800000	2800000	56000	140000	2996000
Трал	КРАЗ 6443- 08002	1	2100000	2100000	42000	105000	2247000
Трубоискатель	ТИ-12	1	200000	200000	4000	10000	214000
Ручная шлифовальная машина		1	13000	13000	260	650	13910
Итого:		8					25335460

Таблица 22 Расчет амортизационных отчислений для ремонта врезкой катушки

Наименование	Марка	Кол-во	Полная стоимость , руб.	Норма амортиз ации, %	Сумма амортизации, руб.
Бульдозер	Komatsu D63E-12	1	9416000	20	1883200
Экскаватор	Daewoo SOLAR L180W-V	1	5885000	20	1177000
Сварочная машина	Lincoln Electric Invertec V350-PRO	1	497550	20	99510
Самосвальная машина	Урал 5557 6121-74	1	4066000	20	813200
Вахтовая машина	Урал 3255	1	2996000	20	599200
Трал	КРАЗ 6443-080 02	1	2247000	20	449400
Трубоискатель	ТИ-12	1	214000	10	21400
Ручная шлифовальная машина		1	13910	10	1391
Итого:		8	25335460		5044301

Далее определяем мото-часы, отработанные оборудованием на объекте по формуле:

$$M = D \cdot C \cdot K,$$

где Д - продолжительность периода, дни; С - время смены, часы;

Далее определим затраты на оплату труда работников за период ремонта с учетом премии и районного коэффициента. Расчеты фонда оплаты труда работников сведены в таблице 23.

Таблица 23 – Фонд оплаты труда работающих для врезки катушки

Профессия	Разряд	Кол-во	Тарифная ставка, руб.	Тарифный фонд ЗП, руб.	Премия, доплаты и надбавки		Основная ЗП, руб.	Дополнительная ЗП, руб.	Рай. коэф. 50% +30 %	Общ. Фонд ЗП, руб.
					%	Сумма				
Мастер	8	1	153	6120	50	3060	9180	1836	8812,8	19828,8
Машинист бульдозера	6	1	132,96	5318,4	50	2659,2	7977,6	1595,5	7658,5	17231,6
Машинист экскаватора	6	1	132,96	5318,4	50	2659,2	7977,6	1595,5	7658,5	17231,6
Водитель вахтовой машины	5	1	109,7	4388	50	2194	6582	1316,4	6318,7	14217,12
Водитель самосвальной машины	4	1	109,7	4388	50	2194	6582	1316,4	6318,7	14217,12
Электросварщик	6	2	125,7	5028	50	2514	7542	1508,4	7240,3	35581,44
Дефектоскопист	6	1	125,7	5028	50	2514	7542	1508,4	7240,3	16290,72
Итого		8								131778,4

Зная общий фонд заработной платы, рассчитаем величину отчислений на социальные нужды (страховые взносы) которые составляют 30%.

Страховые взносы = 131778,4 \* 30/100 = 39533,52 руб.

Далее определим стоимость основных и вспомогательных материалов для обоих вариантов.

Прочие расходы включают в себя: ремонт оборудования, накладные расходы, содержание АУП и т.д. и составляют 40% от прямых затрат.



Таблица 24 – Статья материалы врезки катушки по данным за 2019 год

Наименование материалов	Кол-во	Цена, руб.	Сумма, руб.
Катушка, кг	1	950000	950000
Изоляционная пленка, кг	60	435	26100
Электроды 3 мм, кг	2,5	225	562,5
Электроды 5 мм, кг	15	195	2925
Праймер, кг	5	237	1185
Круги отрезные, шт.	1	90	90
Круги шлифовальные, шт.	2	90	180
Абразивная дробь, кг	500	60	30000
Итого:			1011042,5
Транспортные расходы, 5%			50552,1
Итого с учетом транспортных расходов:			1061594,6

Заключительный сравнительный анализ методов ремонта представлен в таблице 25.

Таблица 25 – Смета затрат на устранение дефектов участка нефтепровода

№	Наименование статей	Врезка катушки	
		тыс. руб.	уд. вес, %
1	Материальные	1061,6	59,6
2	Оплата труда	131,8	7,4
3	Страховые взносы	39,5	2,27
4	Амортизация	39,0	2,23
5	Прочие затраты	508,8	28,5
	Всего затрат:	1780,7	100

Итог: Затраты на устранение дефекта методом врезки катушки 1780,7 тыс. руб. Затраты на устранение дефекта при отказе трубопровода:

$1780,7 + 1833 = 3613,7$  тыс. руб.

Дополнительная прибыль валовая составит:

$ПВ = 3613,7 - 1780,7 = 1833$  тыс. руб.

Прибыль чистая составит:

$ПЧ = ПВ - 24\% = 1833 - 24\% = 1393,08$  тыс. руб.

Вывод: экономический расчет показал, что ремонт после проведения диагностики трубопровода является более выгодным ремонтом чем ремонт вызванный отказом трубопровода. Техничко-экономические показатели представлены в таблице 26.

Таблица 26 – Техничко-экономические показатели вариантов ремонта

Показатели	Ед. изм.	Врезка катушки	Врезка катушки в случае отказа трубопровода
Продолжительность ремонта	дни	2	2
Численность работников	чел.	8	8
Трудоемкость	чел/час	128	128
Смета затрат, всего:	тыс. руб.	1780,7	1780,7
в том числе			
- материальные затраты	тыс. руб.	1061,6	1061,6
- оплата труда	тыс. руб.	131,8	131,8
- страховые взносы	тыс. руб.	39,53	39,53
- амортизация	тыс. руб.	39,0	39,0
- прочие затраты	тыс. руб.	508,8	508,8
Прирост прибыли валовой	тыс. руб.	1833	1833
Прирост прибыли чистой	тыс. руб.	1393,08	1393,08
Затраты на ликвидацию отказа трубопровода	тыс. руб.	-	503,6

Графическое представление затрат на Рисунке 34, где: а) затраты по врезке катушки; б) затраты по врезке катушки в случае аварии.



Рисунок 34 Затраты на врезку катушки

Выводы:

1) Проведен анализ сильных и слабых сторон проекта (SWOT).

2) Произведена оценка готовности проекта к коммерциализации, откуда имеем, что перспективность средняя, а знания разработчика достаточны для успешной коммерциализации проекта.

3) Затраты на устранение дефекта методом врезки катушки 1780,7 тыс. руб. Затраты на устранение дефекта при отказе трубопровода 3613,7 тыс. руб. Данные расчетов говорят о целесообразности ремонта до наступления отказа как с экономической, так и с экологической точки зрения.

					ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	Лист
						107
	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## 8. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

В магистерской диссертации производится теоретическое исследование технического состояния трубопроводов КС-4 «Приобская», а также анализ эффективности сканера дефектоскопа IntroScan A2072 по опыту его применения на данной КС. Также, при помощи дерева событий был рассчитан риск возникновения аварии на газопроводе

В результате выполненных расчетов, один из дефектных участков нужно отремонтировать. При ремонте магистрального газопровода разрабатывается траншея с помощью специализированной техники: экскаватор, бульдозер, кусторез. Производятся разнообразные работы по спуску и подъему необходимого оборудования и материалов с помощью автокранов и другого оборудования.

К основным вредным факторам, возникающим при проведении ремонта линейной части магистральных газопроводов относятся: пониженная или повышенная температура воздуха, высокий уровень шума при работе оборудования и техники, повышенная концентрация вредных веществ в рабочей зоне, недостаточная освещенность.

К опасным факторам относятся работы по спуску и подъему материалов и оборудования в траншее, наличие оборудования работающего под высоким напряжением, различные вращающиеся части техники и оборудования, обвал грунта в рабочем котловане.

При проведении ремонта в атмосферу попадают пары метана, способствующие парниковому эффекту. При этом, метан вытесняет кислород и у рабочего может случиться кислородное голодание.

При проведении работ могут произойти чрезвычайные ситуации: взрыв или возгорание газа, разрушение газопровода, падение трубоукладчика в котлован, вылет герметизаторов.

					Исследование ТС трубопроводов и эффективности применения сканера-дефектоскопа Introscan A2072 в ООО «Газпром трансгаз					
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						
Разраб.		Терентьев Е.С			СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ		Лит.	Лист	Листов	
Руковод.		Бурков П.В.							108	144
Консульт.		Черемискина М.С					НИ ТПУ гр. 2БМ8			
Рук-ль ООП		Шадрина А.В. В.								

## **8.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

### **8.1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства**

При выполнении ремонтных работ в районах, приравненных к районам Крайнего Севера, рабочие имеют дополнительные льготы, отражённые в законе «О государственных гарантиях и компенсациях для лиц, работающих и проживающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях» Организация и проведение ремонтных работ должны осуществляться в соответствии с требованиями действующих руководящих документов и регламентов.

Запрещается проводить ремонтные работы без оформления необходимых разрешительных документов. Организационно-технические мероприятия по обеспечению безопасного производства огневых, газоопасных работ и работ повышенной опасности должны включать разработку инструкций по охране труда на каждый вид проводимых работ или их подборку.

Работников, выполняющих работы по замене дефектных участков магистральных трубопроводов необходимо обеспечить спецобувью, спецодеждой и другими защитными средствами, согласно Типовым отраслевым нормам бесплатной выдачи спецобуви, одежды и других средств индивидуальной защиты, имеющих соответствующие сертификаты соответствия [58].

Организационно-технические мероприятия на проведение ремонтных работ на взрывопожароопасных и пожароопасных объектах магистральных нефтепроводов должны включать мероприятия, выполняемые при подготовке объекта к проведению работ, и мероприятия, выполняемые непосредственно при проведении работ.

Технические и организационные меры безопасности при подготовке объекта к выполнению работ составляются при разработке ППР и оформлении наряда-допуска на каждый вид работ и место их проведения.

					СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	Лист
						109
	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## 8.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Разработка ремонтного котлована осуществляется экскаваторами. Длину котлована определяют по расчёту:

$$L=l+(2-3), \text{ м}$$

где -  $l$  длина ремонтируемого участка трубопровода, но не меньше диаметра трубопровода.

Не менее 0,6 м должно быть расстояние от дна котлована до нижней образующей трубопровода. Для предотвращения обвала грунта в котлован отвал необходимо располагать на расстоянии не менее одного метра.

Для возможности быстрого спуска и выхода рабочих, котлован оснащается двумя инвентарными приставными лестницами на каждую сторону торца котлована, длиной не менее 1,25 глубины котлована и шириной от 75 см. Для работы в ночное время в котловане необходимо использовать светильники во взрывозащищенном исполнении [50].

## 8.2 Производственная безопасность

### 8.2.1 Анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов

Выявленные вредные и опасные факторы приведены в таблице 27.

#### *Метеоусловия*

Большая часть работ при ремонте магистральных газопроводов ведется на открытом воздухе в различных, а зачастую в сложных природно-климатических условиях. Климат – это комплекс физических параметров воздуха, которые влияют на тепловое состояние организма человека. К этим параметрам относятся температура, скорость движения воздуха, влажность, величина атмосферного давления, интенсивность радиационного излучения солнца [21].

При выполнении ремонтных работ рабочие работают под воздействием солнечных лучей, при атмосферных осадках и сильном ветре, низких и высоких температурах от минус 30 °С до плюс 40 °С в зависимости от времени года и географического расположения трубопровода.

					СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	Лист
						110
	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 27 - Опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Нормативные документы
1. Метеоусловия	РД 102–011–89 Охрана труда. Организационно–методические документы.
2. Превышение уровня шума	СН 2.2.4/2.1.8.562–96 Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки.
3. Недостаточная освещенность рабочей зоны	ГОСТ Р 50571.3–2009 Требования по обеспечению безопасности. Защита от поражения электрическим током
4. Повышенное содержание вредных веществ в рабочей зоне	ГОСТ 12.1.005 Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны ГОСТ 17.2.3.02–78 Охрана природы. Атмосфера. Правила установления допустимых выбросов вредных веществ промышленными предприятиями
5. Опасность падения с высоты	РД 39-00147105–015–98 Правила капитального ремонта магистральных газопроводов
6. Опасные факторы электрической природы	.ГОСТ 12.1.038–82* Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов.
7. Опасные факторы при сварочных работах	РД 39-00147105–015–98 Правила капитального ремонта магистральных газопроводов
8. Опасные факторы при грузоподъемных работах	ПБ 10-382м00 Правила устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов

### *Высокий уровень шума*

Различная техника (трактора, трубоукладчики, бульдозеры, тягачи) при своём передвижении и работе издаёт большое количество шума, которое негативно влияет на работающий персонал. Так же издает значительное количества шума остальное оборудование: режущее оборудование, сварочные и насосные аппараты, передвижные генераторные установки.

Воздействие шума на человеческий организм определяется влиянием на слуховой аппарат и многие другие органы, включая нервную систему.

При физической работе, связанной с точностью, сосредоточенностью или периодическими слуховыми контролями, громкость ниже 80 дБ не влияет на органы слуха. В соответствии с нормативными документами при длительном воздействие шума больше 85 дБ происходит постоянное повышение порога слуха и кровяного давления [23].

### *Недостаточная освещённость рабочей зоны*

Часто ремонтные работы проводятся в темное время суток без обеспечения достаточного освещения рабочих мест и рабочей зоны. Недостаточная освещённость рабочей зоны снижает внимательность и ускоряет наступление усталости.

#### *Повышенное содержание вредных веществ в рабочей зоне*

При проведении ремонтных работ воздух в рабочей зоне насыщается парами нефти, пылью, вредными газами.

Предельно-допустимая концентрация (ПДК) паров в воздухе рабочей зоны не должна превышать: углеводороды - 0,3 г/м<sup>3</sup>, бензин - 0,1 г/м<sup>3</sup>, тетраэтилсвинец (ТЭС) - 0,005 г/м<sup>3</sup>. Все углеводороды оказывают влияние на сердечно-сосудистую систему и показатели крови (снижение содержания эритроцитов и гемоглобина), также возможно нарушение деятельности эндокринных желез и поражение печени [49].

#### *Опасность падения с высоты*

Работами на высоте считаются все работы, при которых возможно падение работника с высоты более 1,8 м от поверхности грунта или настила. Опасность падения с высоты при выполнении ремонтных работ на площадках на расстояниях менее 2 метров с не ограждённым перепадом высотой больше 1,8 метра, при высоте менее 1,1 метра защитного ограждения рабочих площадок и ремонтного котлована [50].

#### *Опасные факторы электрической природы*

При сварочных работах существует опасность поражения электрическим током.

Электрический ток может оказывать следующее влияние на организм человека:

- ожоги;
- пребывание в шоковом состоянии;
- поражение электрическим током;
- нервное расстройство;
- смертельный исход.

					СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	Лист
						112
	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



Токи и напряжения прикосновения, протекающие через тело человека при нормальных режимах работы электроустановок представлены в таблице 28 [51].

Таблица 28 - Токи и напряжения прикосновения, протекающие через тело человека при нормальных режимах работы электроустановок

Род тока	$I$ , мА		$U$ , В
	не более		
Постоянный	1,0		8,0
Переменный, 50 Гц	0,3		2,0
Переменный, 400 В	0,4		3,0

#### *Опасные факторы при сварочных работах*

При осуществлении сварочно-монтажных работ, резке в котловане возможны брызги металла, поражения электрическим током. При производстве процесса сварки существуют опасные факторы, воздействующие на сварщика: поражение лучами дуги глаз и открытой поверхности кожи; поражение при прикосновении человека к токовыводящим частям электрической цепи электрическим током; взрыв в результате проведения сварки вблизи взрывоопасных и легковоспламеняющихся веществ; ожоги от капель шлака и брызг металла при сварке; различного рода травмы механического характера при подготовке и в процессе сварки трубопровода.

#### *Опасные факторы при грузоподъемных работах*

Процессами повышенной опасности при ремонте трубопроводов являются: погрузка; выгрузка труб и трубных секций, оборудования подъёмными средствами; транспортировка их к месту проведения ремонта трубопроводами и плетевозами.

### **8.2.2 Обоснование мероприятий по снижению воздействия**

#### *Метеоусловия*

Профилактика перегревания и переохлаждения должна осуществляться организацией отдыха и рационального режима труда сокращением рабочего времени для перерывов с отдыхом в зоне с нормальным микроклиматом. От переохлаждения или перегрева предусматривают средства индивидуальной

защиты: средства защиты органов дыхания, изолирующие костюмы, специальная одежда и обувь, средства защиты лица, головы, рук, органов слуха и глаз, защитные дерматологические средства, предохранительные приспособления.

#### *Высокий уровень шума*

К основным методам борьбы с шумом относят:

- снижение уровня шума в источнике;
- снижение шума на пути распространения звука;
- использование средств индивидуальной защиты;
- соблюдение режима труда и отдыха;

#### *Недостаточная освещённость рабочей зоны*

Подходы и проезды к строительной площадке, рабочие места, участки проведения работ в темное время суток должны быть достаточно освещены. Освещенность должна быть равномерной, без ослепляющего действия осветительных приборов на рабочих. При проведении сварочно-монтажных работ на рабочих местах в темное время суток необходимо применять стационарные светильники напряжением 220В во взрывоопасном исполнении, подвешенные на высоте не менее 2,5м. Напряжение переносных светильников не должно превышать 12В [52].

#### *Повышенное содержание вредных веществ в рабочей зоне*

Перед выполнением работ на месте необходимо проверить уровень загазованности воздушной среды. При проведении работ по вырезке дефектного участка трубопровода труборезными машинами и герметизации полости трубопровода контроль газовой среды в котловане осуществляется каждые 30 минут, а при необходимости постоянно с занесением данных в специальный журнал. Содержание газов и паров нефти не должно превышать ПДК по санитарным нормам. Выполнение работ разрешается только после устранения опасных условий.

Для защиты органов дыхания применяются различного рода противогазы и респираторы. Противогазы нужны для защиты от вредных паров и газов, а

					СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	Лист
						114
	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

респираторы - для защиты легких человека от воздействия пыли, взвешенной в воздухе.

При работе в котлованах и траншеях необходимо использовать вентиляционные установки - средства нормализации воздушной среды при повышенном уровне содержания вредных газов в месте выполнения работ выше допустимой санитарной нормы (300 мг/м) [53].

#### *Опасность падения с высоты*

Для защиты головы все работники, находящиеся рабочей зоне, при выполнении работ должны быть обеспечены касками.

Приставные лестницы по конструкции должны соответствовать требованиям и быть оборудованы нескользкими опорами.

Не допускается разработка ремонтного котлована без откосов. Откосы разрабатываются в зависимости от типа грунта и глубины траншеи.

К средствам индивидуальной защиты от падения с высоты работников относятся: канаты страховочные и предохранительные пояса. На всех предохранительных поясах должна быть бирка с датой следующего испытания и инвентарным номером.

#### *Опасные факторы электрической природы*

се применяемые электроинструменты и электрооборудование должны быть заземлены и подлежат занулению отдельной жилой кабеля с сечением не меньше сечения рабочих жил или заземляющим проводом диаметром 1,6 см<sup>2</sup>. [51].

Работа с электроинструментом запрещается:

- появился дым
- поврежден кабель или защитная трубка
- плохо работает выключатель;
- исчезла электрическая связь между нулевым защитным штырём питающей вилки и металлическими частями корпуса.
- повышенная вибрация, стук, шум;
- появилась трещина в защитном экране, корпусе или поломке;

					СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	Лист
						115
	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

При работе в котлованах и траншеях необходимо применять защитные средства от поражения электрическим током (защитные заземления) электроустановок (изолирующие покрытия и устройства) и от поражения электрическим током при отказе защиты или пробое изоляции на корпус, устройства защитного отключения. В соответствии с требованиями ПУЭ корпуса и все проводящие открытые части применяемых передвижных электроустановок необходимо защитить заземлением с помощью переносных заземлителей от косвенного прикосновения.

#### *Опасные факторы при сварочных работах*

К проведению электросварочных работ допускаются электросварщики, прошедшие установленную аттестацию и имеющие соответствующие размещающие удостоверения. Огневые, газоопасные и другие работы повышенной опасности выполняются только с оформлением наряда-допуска.

Для защиты от брызг расплавленного металла и излучения сварочной дуги, сварщик обязан носить спецобувь и спецодежду, а лицо и глаза закрывать специальным щитком или маской со светофильтром.

Электросварщику необходимо работать в диэлектрических перчатках на резиновом коврике. На рабочем месте должны быть индивидуальные средства пожаротушения и индивидуальные аптечки. Для тушения электроустановок необходимо применять углекислотные огнетушители.

#### *Опасные факторы при грузоподъемных работах*

Грузоподъемные работы выполняются под руководством мастеров, имеющих аттестат, и ответственных за безопасное перемещение грузов грузоподъемными машинами.

Для обеспечения безопасных условий при выполнении различных видов строительно-монтажных работ и исключения травматизма персонала, рабочие и инженерно - технический персонал обязаны хорошо знать и строго соблюдать правила техники безопасности при проведении работ [54].

### 8.3 Экологическая безопасность

Проведение работ по выборочному ремонту участка газонефтепровода, должно выполняться в соответствии с требованиями руководящих документов и законов в части охраны окружающей среды с сохранением её устойчивого экологического равновесия.

#### 8.3.1 Анализ влияния на окружающую среду

##### *Воздействие на атмосферу*

При проведении ремонта в атмосферу попадают пары метана, способствующие парниковому эффекту. При этом, метан также вытесняет кислород и у рабочего может случиться кислородное голодание.. Предельно-допустимая концентрация (ПДК) паров в воздухе рабочей зоны не должна превышать: углеводороды - 0,3 г/м<sup>3</sup>, бензин - 0,1 г/м<sup>3</sup>, тетраэтилсвинец (ТЭС) - 0,005 г/м<sup>3</sup> [55].

##### *Воздействие на литосферу*

При выполнении ремонтных работ возможно попадание на почву загрязняющих веществ с работающей техники и оборудования. На всех этапах капитального ремонта магистрального газонефтепровода необходимо выполнять мероприятия, которые предотвращают следующие процессы:

- появление неблагоприятных эрозионных процессов;
- загрязнение территории различными отходами;
- загорание торфяников и естественной растительности [56].

##### *Воздействие на гидросферу*

При проведении ремонта по естественным водостокам в водные объекты могут попасть загрязняющие вещества с работающей техники. Необходимо исключить слив отработанного масла, разлив горюче смазочных материалов, мойку механизмов и автотранспорта в неустановленных для этого местах и т.п. [57].

					СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	Лист
						117
	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

### 8.3.2 Обоснование мероприятий по защите окружающей среды

#### *Воздействие на атмосферу*

С целью снижения количества испарений нефти с поверхности временного амбара его поверхность покрывают специальными химическими составами, которые значительно сокращают вредные выбросы в атмосферу

#### *Воздействие на литосферу*

На период проведения работ по ремонту газонептепровода, проезд к дефектным участкам предусматривается по временным подъездным дорогам с устройством переездов в местах пересечения действующих подземных газопроводов.

Подъездные пути и временные автомобильные дороги необходимо устраивать с учетом требований для предотвращения повреждений древесно-кустарниковой растительности и сельскохозяйственных угодий.

Все ремонтные работы должны проводиться исключительно в пределах отведенной полосы для уменьшения ущерба, наносимого окружающей природной среде.

По окончании всех работ необходимо полностью вывезти производственные отходы (металлолом, изоляционные материалы и т. д.) и восстановить нарушенный рельеф местности.

Природовосстановительные мероприятия считаются завершенными, если отсутствуют места, загрязненные горюче-смазочными, бытовыми и строительными отходами. На всех участках восстановлен растительный слой.

Рекультивации подлежат нарушенные земли, передаваемые во временное пользование на период производства работ по ремонту дефектных участков газопровода.

При проведении рекультивации строительной организацией производится вывозка производственных отходов и мусора (огарки сварочных электродов, изоляционное покрытие и т.п.).

#### *Воздействие на гидросферу*

					СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	Лист
						118
	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Для восстановления существовавшей до начала выполнения ремонтных работ системы местного водостока следует обеспечить расчистку ложбин временного стока, русел водотоков от грунта, попадавшего в них во время проведения земляных работ. Запрещается сталкивать грунт в русло реки при планировке береговых откосов.

При оборудовании временного городка и оснащении участков работ следует предусматривать специальные зоны для заправки, технического обслуживания, ремонта машин и механизмов, а также оснащать их емкостями для сбора отработанных горюче-смазочных материалов и инвентарными контейнерами для строительных и бытовых отходов. Необходимо исключить попадание неочищенных стоков в водоемы.

#### **8.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

##### **8.4.1 Анализ вероятных ЧС**

При проведении работ по ремонту магистрального газопровода могут произойти различные чрезвычайные ситуации:

- врыв или возгорание природного газа, паров нефти и нефтепродуктов;
- разрушение газопровода;
- падение трубоукладчика в котлован;
- вылет герметизаторов или разрушение глиняной пробки.

В связи с этим, инженерно-технический персонал и рабочие, занятые на ремонте газопроводов, проходят обучение по своей специальности и правилам техники безопасности. Проверку знаний оформляют соответствующими документами согласно действующим отраслевым положениям о порядке проверки знаний норм, инструкций и правил, по охране труда. Вновь поступающие на работу допускаются к выполнению своих обязанностей после прохождения ими вводного инструктажа по технике безопасности и охране труда непосредственно на рабочем месте.

					СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	Лист
						119
	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

#### 8.4.2 Обоснование мероприятий по предотвращению ЧС и разработка порядка действия в случае возникновения ЧС

При производстве ремонтных работ на магистральных газонефтепроводах нужно строго соблюдать правила техники безопасности, руководствуясь нормативными документами. Все производственные инструкции предусматривают разделы по технике безопасности, которые составлены в соответствии с требованиями действующих правил для каждого конкретного условия с учетом специфики проводимых работ. С данными инструкциями знакомят технический и рабочих персонал, с выдачей на руки инструкций по профессиям.

Вскрытие газопровода производят вскрышным экскаватором в соответствии с проектной документацией с соблюдением следующих условий безопасности:

- для исключения повреждений трубопровода минимальное расстояние между ковшом работающего экскаватора и стенкой трубы должно быть в пределах от 150 до 200 мм;
- запрещается нахождение людей и проведение других работ в зоне действия рабочего органа вскрышного экскаватора.

Для предохранения от повреждения тел трубы при проведении вскрышных работ одноковшовым экскаватором необходимо оборудовать ковш экскаватора профилированной режущей кромкой.

Машины и механизмы должно быть расположены около траншеи за призмой возможного обрушения грунта.

Для предупреждения появления ЧС огневые работы на трубопроводе следует производить в соответствии с требованиями п. 8 РД 39-00147105-015-98 [50].

Для каждого из участков трассы необходима разработка планов ликвидации возможных аварий, определяющие порядок и обязанности действия персонала аварийных служб и ответственных должностных лиц. Эти планы позволяют более организованно и оперативно принять экстренные меры по

					СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	Лист
						120
	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



восстановлению трубопровода, защите окружающей среды, обеспечению безопасности близко расположенных объектов народного хозяйства и тем самым значительно уменьшить последствия и сократить ущерб возможных аварий [58].

Планы ликвидации возможных аварий разрабатываются и рассматриваются специальной комиссией, включающую старшего диспетчера, начальника отдела эксплуатации, главного энергетика, главного механика, инженера по технике безопасности, начальника пожарной части, начальника аварийно-восстановительной службы, подписываются членами комиссии и утверждаются главным инженером РНУ.

Планы ликвидации возможных аварий должны разрабатываться в соответствии с наличием кадров и фактическим состоянием аварийной техники, линейной части трубопровода, подъездных путей. В случае изменения фактического состояния подъездных путей, аварийной техники, наличия кадров и т.д. в план в течение месяца должны быть внесены соответствующие дополнения и изменения.

Планы ликвидации возможных аварий должны находиться у диспетчера управления, главного инженера управления, начальника аварийно-восстановительной службы.

К плану, находящемуся у диспетчера, прилагается оперативный журнал аварий. Всем инженерно-техническим работникам и членам бригады аварийной службы необходимо тщательно изучить план ликвидации возможных аварий.

### **Выводы**

К основным вредным факторам, возникающим при проведении ремонта линейной части магистральных газопроводов относятся:

- пониженная или повышенная температура воздуха;
- высокий уровень шума;
- повышенная концентрация вредных веществ в рабочей зоне;
- недостаточная освещенность.

К опасным факторам относятся:

					СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	Лист
						121
	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- работы по спуску и подъему материалов и оборудования;
- наличие оборудования, работающего под высоким напряжением,
- обвал грунта в рабочем котловане.

Для максимального снижения влияния вредных и возникновения опасных факторов организация и проведение ремонтных работ должны осуществляться в соответствии с требованиями действующих руководящих документов и регламентов.

Также, проведение работ по выборочному ремонту участка газопровода должно выполняться в соответствии с требованиями руководящих документов и законов в части охраны окружающей среды с сохранением её устойчивого экологического равновесия.

Из всего вышесказанного следует, что инженерно-технический персонал и рабочие, занятые на ремонте газопроводов, должны проходить обучение по своей специальности и регулярные проверки знания правил техники безопасности.

					СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	Лист
						122
	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## Заключение

Анализ статистики аварий на МГ, происшедших в 2000–2019 гг., показал, что 70 % из них имеют коррозионную природу. Так как классические решения диагностики трубопроводов непригодны для технически сложных участков, около 45% МГ не приспособлены для ВТД. Для обеспечения промышленной безопасности и эксплуатационной надежности трубопроводов со сложной геометрией (отводы, переходы, изгибы и т.п.) необходимо выявлять дефекты посредством ВТД трубопроводов с использованием роботизированных средств.

Наибольшую эффективность диагностики демонстрирует роботизированное средство диагностики Introsan A2072. Данный СД выгодно отличается от конкурентов своими небольшими габаритами и массой (12 кг), автономностью работы (до 8 часов) и дальностью контроля (до 1500м).

В целях подтверждения эффективности программа ВТД была реализована в ходе полевых испытаний (ОПЭ) сканера-дефектоскопа Introsan A2072 на объектах КС ООО «Газпром трансгаз Сургут». Подтверждено соответствие заявленных характеристик дефектоскопа «Техническим требованиям к диагностическим комплексам для внутритрубного технического диагностирования ТТ КС ПАО «Газпром». Получены следующие результаты:

- При максимальной чувствительности скорость СД 12 п.м./час.
- Возможность оценки качества адгезии изоляции (максимальная регистрируемая разница амплитуды сигнала на трубах с заводской изоляцией и трубах без изоляции составила 10 дБ).
- Выявляемость дефектов глубиной свыше 15% от толщины стенки трубопровода составила 91 %. При этом измерительная система сканера малочувствительна к загрязнениям.
- Высокая степень роботизации процессов ВТД.

					Исследование ТС трубопроводов и эффективности применения сканера-дефектоскопа Introsan A2072 в ООО «Газпром трансгаз			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Терентьев Е.С			ЗАКЛЮЧЕНИЕ	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Бурков П.В.					123	144
Консульт.						НИ ТПУ гр. 2БМ8		
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.						

- Высокая информативность, детализация и визуализация отчета.
- Обследование всей номенклатуры деталей на всех участках технологических трубопроводов КС;

- Локализуются и идентифицируются объемные и плоскостные дефекты;

В результате ВТД внутрицеховых ТТ КС-4 Приобская при помощи СД Introsan A2072 операторы зафиксировали дефекты коррозионной природы, отмеченные устройством на расстоянии 112м, 335м от начальной точки.

Согласно расчетам, произведенным при помощи МУ «СТО Газпром 2-2.3-112-2007»: 1) условие прочности трубопровода в продольном направлении выполняется:  $|\sigma_{npN}| \leq \psi_2 \cdot R_1$  ( $|-168,9| \leq 169,5$ );

2) условие предотвращения недопустимых пластических деформаций выполняется:  $|\sigma_{np}''| \leq \psi_3 \cdot \frac{m}{0,9 \cdot k_n} \cdot R_2''$  ( $|-120,36| \leq 189,7$ ); 3) условие общей устойчивости трубопровода в продольном направлении выполняется:  $S \leq m \cdot N_{кр}$  ( $1,6 < 3,69$ ).

Далее была выполнена оценка работоспособности участков газопровода с выявленными повреждениями. Допустимое давление для первого дефектного участка оказалось много больше рабочего ( $6,9 > 5,4$ ), откуда делаем вывод, что оцениваемый участок газопровода может эксплуатироваться при рабочем давлении с текущим контролем его технического состояния через 5 лет с последующим контролем.

На 2 дефектном участке предлагается использовать усиление стеклопластиковой муфтой «РСМ-1020». что позволит сократить срок ремонта до 12 часов и сберечь финансовые ресурсы. Установка муфты обеспечивает условие:  $p_{доп.м} > p_{доп.}$  ( $4,06 > 6,52$ ). По итогу вычислен коэффициент усиления дефектного участка ( $k_{yc} = 1,61$ ), судя по которому делаем вывод, что критерий работоспособности дефектного участка газопровода при рабочем давлении 5,4 Мпа соблюдается.

Прибор Introsan A2072 показал значительную эффективность в процессе диагностики дефектов в трубопроводе компрессорной станции. Устройство

					ЗАКЛЮЧЕНИЕ	Лист
						124
	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

позволило своевременно, быстро и качественно отследить дефектные участки в трубопроводной коммуникационной системе.

Для исследования процесса нагрузок на трубопровод был также применен метод компьютерного моделирования в САПР Autodesk Inventor, откуда делаем вывод, что моделирование НДС участка газопровода дает адекватную оценку, что подтверждается расчетами согласно нормативно-технической документации. ВТД совместно с моделированием НДС наиболее опасных участков могут дать более полное и точное представление о дефекте, дать прогноз на дальнейшее развитие разрушений.

При всем вышесказанном, на данном этапе развития РД необходимо проводить дальнейшие исследования для доработок оборудования. В ходе написания магистерской диссертации были выявлены и недостатки IntroScan A2072 и разработан модернизированный прототип платформы. Возможность платформы самостоятельно вставать на колеса исключает возникновение внештатных ситуаций во время проведения диагностических работ, а кинематика обеспечивает неограниченное маневрирование в сложной трубопроводной обвязке с  $Du \geq 300$  мм и преодоление вертикальных препятствий без механизма отключения магнитного поля колес.

Анализ рисков является не менее важным компонентом безопасности газотранспортных систем. Выбор оптимального соотношения между уровнями рисков и затратами на определение, регулирование, обеспечение и повышение ресурса позволяет снизить уровни риска и увеличить эффективность использования средств, направленных на достижение этой цели. Общая величина риска главного события «Истечение газа из системы» линейного трубопровода для ООО «Газпром трансгаз Сургут» составила  $2,005 \text{ год}^{-1}$ . Если же не брать во внимание несанкционированные врезки, то величина риска равна  $0,005 \text{ год}^{-1}$ , что сопоставимо с исследованиями Махутова Н.А.

Таким образом, активное применение современных роботизированных средств диагностики технологических трубопроводов позволяет решить часть комплексной задачи по созданию системы защиты трубопроводов от дефектов.

					ЗАКЛЮЧЕНИЕ	Лист
						125
	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## Список литературы

1. Афанасьев В. Б., Чернова Н. В. Современные методы неразрушающего контроля // Успехи современного естествознания. – 2011. – № 7 – С. 73–74
2. Шмаков В. А., Смирнов Ю. Н., Гиззатуллин Р. Р. Планирование ремонта магистральных трубопроводов по результатам внутритрубной диагностики // Роль науки в развитии топливно-энергетического комплекса. Матер. научн.-практ. конф. 24 октября 2007 г. – Уфа, 2007. – С. 90–92.
3. Зубаилов Г. И., Гумеров К. М., Гиззатуллин Р. Р. Ударная вязкость металла и прочность трубопровода // Проблемы и методы обеспечения надежности и безопасности систем транспорта. Матер. научн.-практ. конф. 22 мая 2007 г. – Уфа, 2007. – С. 169–171.
4. Поезжаева Е. В. Разработка робота для контроля трубопроводов / Е. В. Поезжаева, А. Г. Федотов, П. В. Заглядов // Молодой ученый. – 2015. – № 16. – С. 218–222.
5. Потапов, И. А. Акустические методы и средства неразрушающего контроля и дистанционной диагностики трубопроводов [Текст]: автореф. дис. канд. техн. наук 05.02.11/ Потапов Иван Анатольевич. – Санкт-Петербург, 2007. – С. 26–30.
6. Сайфутдинов С. М. Капиллярный контроль: история и современное состояние. М., 2008. Жумаев К. К. Выявление внутренних и наружных дефектов трубопроводов ультразвуковыми дефектоскопами [Текст] / К. К. Жумаев, Н. О. Каландаров // Молодой ученый. – 2014. – № 16. – С. 67–68.
7. Зацепин Н. Н. Исследование магнитного поля вихревых токов над поверхностными дефектами. Дефектоскопия, 1969, № 4, с. 104–112. Р Газпром 2–2.3–620–2011. Методика расчета показателей надежности при эксплуатации объектов линейной части. М., 2011.

					Исследование ТС трубопроводов и эффективности применения сканера-дефектоскопа Introspect A2072 в ООО «Газпром трансгаз			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Терентьев Е.С			СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ		Лит.	Лист
Руковод.		Бурков П.В.						126
Консульт.								144
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.					НИ ТПУ гр. 2БМ8	

8. Чистяков В. В., Молотков С. Л. Сравнительный анализ технических возможностей ультразвуковых дефектоскопов общего назначения. В мире неразрушающего контроля. 2002 № 2 с. 40–44.

9. Григорьев П. А., Фридман Л.А., Халилеев П. А. Намагничивающая система дефектоскопа для контроля труб подземных магистральных трубопроводов.- Дефектоскопия. 1976, № 4, с.7–17.

10. Гурвич А. К., Ермолов И. Н. Ультразвуковой контроль сварных швов.- Киев: Техшка,-1972. СНиП III-18–75. Металлические конструкции. М., 1976. ГОСТ 23118- 99. Конструкции стальные строительные. Общие технические условия. М., 2001.

11. Ключев В. В. Неразрушающий контроль и диагностика. Справочник. - 2003.- С. 10–15.

12. Дмитриева В.Д, Мишукова Б. Г. Эксплуатация систем водоснабжения, канализации и газоснабжения. -1988. – С. 124

13. Kline R. A., Hsiao C. P., Fidaali M. A. Nondestructive evolution of adhesively bonded joints//Trans.ASME: J.Eng. Mater and Technol. 1986. – 108. – N 3. s. 214–217.

14. Васильев Н. Н., Исаакян Н. О., Смолянский В. А. Дефектоскоп // Технический Железнодорожный словарь. М., Государственное транспортное железнодорожное издательство.1951.

15. Филинов М. В. Капиллярный контроль. –М.: Машиностроение. – 2004. С. 736.

16. Klimov P.V., Gumerov A.K., Kunafin R.N. Issledovanie i razrabotka metodov tormozhenija stress-korrozii na primere magistral'nyh gazoprovodov «Srednjaja Azija – Centr» [Research and development with regard to the stress corrosion retardation methods by the example of the «Central Asia – Center» gas pipelines]. Saint-Petersburg, Nedra LLC, 2011. 228 pp.20

17. Распоряжение Правительства РФ от 13.11.2009 N 1715-р «Об Энергетической стратегии России на период до 2030 года».

					Список литературы	Лист
						127
	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

18. Методические указания по оценке работоспособности участков магистральных газопроводов с коррозионными дефектами «СТО Газпром 2-2.3-112-2007».

19. Defect Detection in Stainless Steel Uranus 45 FiG-Welded Joints // Materials Evaluation. 1987, -45, N 3, s. 348–352.

20. Васильев, Н. Н., Исаакян Н. О., Смолянский В. А. Дефектоскоп // Технический Железнодорожный словарь. М., Государственное транспортное железнодорожное издательство. 1951.

21. РД 102–011–89 Охрана труда. Организационно–методические документы/Миннефтегазстрой. – М., 1990.

22. Ефимов А.Г., Шубочкин А.Е. Опыт эксплуатации вихретокового дефектоскопа ВД-90НП для неразрушающего контроля во время капитального ремонта магистральных газопроводов. – XIX Всероссийская Конференция по НК и ТД, Самара, 2011г.

23. СН 2.2.4/2.1.8.562–96 Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки – М., 1996.

24. ГОСТ Р 54907-2012. Техническое диагностирование. Основные положения.

25. Внутритрубная диагностика методом ЭМАП. Научно-технический центр «НефтеГазДиагностика». – URL: [http://ntcngd.com/uslugi/article\\_post/vnutritrubnaya-diagnostika-metodom-emapemat](http://ntcngd.com/uslugi/article_post/vnutritrubnaya-diagnostika-metodom-emapemat) (дата обращения: 15.11.18).

26. Мобильная робототехническая система диагностики NG-RX. Компания NRG-S. – URL: <http://nrg-s.com/novosti/robototekhnicheskaya-sistema-diagnostiki-ng-rx> (дата обращения: 15.11.18).

27. Робототехнический комплекс DIGIMAX. Компания «Ольмакс». – URL: <http://www.olmax-pipe.ru/oborudovanie/roboto-komplexy-teleinspecii/digimaks/> (дата обращения: 15.11.18).

28. Рентгеновские кроулеры. ООО «Неразрушающий контроль». – URL: <http://www.ncontrol.ru/catalog/>

					Список литературы	Лист
						128
	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



/rentgenovskie\_kroulery/rentgenograficheskie\_kroulery\_jme\_24 (дата обращения: 15.11.18).

29. Применение роботизированных диагностических комплексов в нефтегазовой отрасли. Группа компаний «Диаконт». – URL: [http://www.diakont.ru/energy\\_services/187/n-a.html](http://www.diakont.ru/energy_services/187/n-a.html) (дата обращения: 15.11.18).

30. Проведение квалификационных испытаний внутритрубных диагностических комплексов. ООО «Газпром ВНИИГАЗ». – URL: <http://vniigaz.gazprom.ru/novyj-ehap-vnutritrubnykh-diagnosticheskikh-kompleksov/> (дата обращения: 15.11.18).

31. Семинар «Вопросы определения стресс-коррозионных дефектов при внутритрубном техническом диагностировании технологических трубопроводов КС ООС «Газпром ВНИИГАЗ». – URL: <http://docplayer.ru/72739968-Voprosy-opredeleniya-stress-korrozionnyh-defektov-pri-vnutritrubnom-tehnicheskom-diagnostirovanii-tehnologicheskikh-truboprovodov-ks.html> (дата обращения: 15.11.18).

32. Патент RU 2418234 «Внутритрубное транспортное средство». ОАО «ОРГЭНЕРГОГАЗ». – URL: <http://www.findpatent.ru/patent/241/2418234.html> (дата обращения: 15.11.18).

33. Механизированные и автоматизированные мобильные установки. ООО «Алтес». – URL: <http://scaruch.ultes.info/produkcija/avt/> (дата обращения: 15.11.18)

34. Петин С. В., Сидоренко В. Г. Обзор методов дефектоскопии при обследовании трубопроводов // Молодой ученый. - 2016. - №2. - С. 194-199. - URL <https://moluch.ru/archive/106/25262/> (дата обращения: 01.12.2020).

35. Пат. RU 117186 U1 Рос. Федерация. Многосекционный внутритрубный магнитный дефектоскоп /В.А. Канайкин, Б.В. Патраманский, В.Е. Лоскутов и др.; № 2012104699U; заявл. 09.02.2012; опубл. 20.06.2012.

36. Пат. RU 118739 U1 Рос. Федерация. Самоходный внутритрубный снаряд-дефектоскоп/ С.Г. Наумов; № 2012117670U; заявл. 27.04.2012; опубл. 27.07.2012.

					Список литературы	Лист
						129
	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

37. Пат. RU 2369783 С1 Рос. Федерация. Внутритрубный инспекционный снаряд-дефектоскоп с регулируемой скоростью движения/ Ю.В. Чеботаревский, А.И. Синев, П.К. Плотников; № 2008127949А; заявл. 08.07.2008; опубл. 10.10.2009, Бюл. №28

38. Р 51-31323949-42-99. Рекомендации по оценке работоспособности дефектных участков газопроводов.

39. Середенок В.А. Стратегия планирования технического диагностирования и капитального ремонта технологических трубопроводов компрессорных станций ПАО «Газпром» / В.А. Середенок, М.Е. Сидорочев, О.В. Бурутин и др. // Территория Нефтегаз. – 2015. – № 10. – С. 22.

40. СТО Газпром 2-2.3-066-2006. Положение о внутритрубной диагностике трубопроводов КС и ДКС ОАО «Газпром».

41. Временные технические требования к диагностическим комплексам для внутритрубного диагностирования технологических трубопроводов компрессорных станций ПАО «Газпром».

42. Moustabchir H. Three-dimensional t-stress to predict the directional stability of crack propagation in a pipeline with external surface crack //Key Engineering Materials. – Trans Tech Publications, 2012. – Т. 498. – С. 31-41.

43. Рудаченко А.В., Саруев А. Л. Исследования напряженно деформированного состояния трубопроводов. – Томск: изд. ТПУ, 2011 – 119 с.

44. Бурков П.В., Буркова С.П. Компьютерное моделирование технологий в нефтегазовом деле. – Томск: изд. ТПУ, 2012. – 143 с.

45. СНиП 2.05.06-85\*. Магистральные трубопроводы – 71 с.

46. Герда А. А. Инновационное управление бизнес-процессами в газотранспортных предприятиях с учетом анализа техногенного и финансового рисков: Автореф дис. канд. экон. наук: 08.00.05. Орел, 2007. 184 с.

47. Капитонова Т. А., Стручкова Г. П., Тарская Л. Е., Ефремов П. В. Анализ факторов риска трубопроводов, проложенных в условиях криолитозоны с использованием ГИС технологий // Фундаментальные исследования, 2014. № 5–5. С. 954–958.

					Список литературы	Лист
						130
	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

48. Саморукова Ю. П. Анализ рисков в условиях модернизации газотранспортного предприятия // Экономический анализ: теория и практика, 2012. № 4 (259). С. 44–52.

49. ГОСТ 12.1.005 Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.

50. РД 39-00147105–015–98 Правила капитального ремонта магистральных газопроводов – М.: ОАО «Транснефть». – 2009. – 131 с.

51. ГОСТ 12.1.038–82\* Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов.

52. ГОСТ Р 50571.3–2009 Требования по обеспечению безопасности. Защита от поражения электрическим током/ ВНИИНМАШ – М., 1994.

53. ГОСТ 12.1.005 Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны/Гостехнадзор России – М., 2005.

54. ПБ 10-382м00 Правила устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов – М., 2001.

55. ГОСТ 17.2.3.02–78 Охрана природы. Атмосфера. Правила установления допустимых выбросов вредных веществ промышленными предприятиями – М., 1980.

56. ГОСТ 17.5.3.05–84 Охрана природы. Рекультивация земель. Общие требования к землеванию – М., 1985.

57. ГОСТ 17.1.3.10–83 Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных и подземных вод от загрязнения нефтью и нефтепродуктами при транспортировке по трубопроводу – М., 1984.

58. ПБ 08-624–03 Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности/Гостехнадзор России – М., 2003.

.

					Список литературы	Лист
						131
	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## Приложение А

(справочное)

### 3. A design for a magnetic-wheeled flaw detector platform

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ81	Терентьев Евгений Сергеевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор ОНД	Бурков Петр Владимирович	д.т.н., профессор		

Консультант – лингвист отделения иностранных языков ШБИП:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОИЯ	Поздеева Галина Петровна	к.филол.н., доцент		

					Исследование ТС трубопроводов и эффективности применения сканера-дефектоскопа Introscan A2072 в ООО «Газпром трансгаз								
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата									
Разраб.		Терентьев Е.С			ПРИЛОЖЕНИЕ А				Лит.	Лист	Листов		
Руковод.		Бурков П.В.									132	144	
Консульт.									НИ ТПУ гр. 2БМ81				
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.											

### 3.1 Diagnostic Robotics

Taking into account the significant length of the gas pipeline system (GPS) of the Russian Federation (over 160 thousand km of large-diameter gas pipelines) and its operation in the regions with difficult natural and climatic conditions, the scope of diagnostic works has fundamental features compared to the diagnosis of small gas pipeline systems in European countries (Germany, Italy, Holland, etc.) [8].

With increasing the GPS service life, the problem of evaluating performance and improving reliability based on diagnostic results becomes one of the top priorities and the main factors are as follows:

- most of the field and gas transportation systems are constructed and designed in the regions with complex climatic and natural-geological conditions. Therefore, higher standards are used for the design of gas transportation equipment;
- most pipelines (about 56%) have a service life of 33 years and 20% of gas pipelines operate at reduced pressure. Therefore, we need constant monitoring and assessment of their conditions [2];
- the domestic industry differs significantly from the foreign one.

Failures, accidents and destruction at the GPS facilities can cause huge damage to the natural environment, infrastructure and humanity. Despite the modern technologies development for manufacturing pipeline transport, accidents are still not excluded. However, in order to reduce their number, non-destructive testing methods are applied. According to GOST 16504-81 "Nondestructive testing is a method used for evaluating the properties of a material, component or system without causing damage and which doesn't disturb the suitability of the object" [1]. The most widely used methods are magnetic, acoustic, electrical and optical nondestructive testing.

The largest volumes and varieties are characteristic of diagnostics at the operational stage. Besides performing various diagnostic works, according to the results of flaw detection, it is necessary to answer the main question on the operability of the gas pipeline section with the detected defects.

					Design part	Лист
	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		133

At the same time, classical solutions for pipeline diagnostics are not suitable for technically complex sections (bends, bends, turns, transitions of different diameters, etc.) and require the development of new technical solutions [3].

Generally, flaw detection is a focus of both engineers and scientists' interest. At the same time, one of the features of the technical condition monitoring is that about 45% of main gas line is not adapted for in-line inspection and requires various methodologies development and more advanced inline inspection tools.

Mobile robotic systems development for technical condition diagnostics and non-destructive testing inside field pipelines is one of the directions of development of modern in-line diagnostics [4]. After all, automation of technological processes significantly increases labor productivity, reduces the number of workers and service personnel, improves working conditions, increases the productivity of equipment, which corresponds to the energy strategy of Russia until 2030 [7].

The robotic application rate is currently quite high in the industry. This is due to the fact that the operations performed have a high level of repeatability and are easily implemented in algorithms. Many operations have been replaced by automated systems. But in the oil and gas industry, the robotics rate is not high enough, and it only comes into use. In this case, the process of detecting, selecting types and measuring parameters of defects in the pipe base metal and welded defects during in-line diagnostics is automated. So, the question of a2072 IntroScan scanner-flaw detector effectiveness compared to its analogues arises.

Modern robotic systems are high-tech devices that provide pipeline monitoring using several non-destructive testing methods at once. The combination of methods helps to more accurately determine the location of defects, their size, shape, and allows assessing the technical condition of the pipeline being diagnosed with a high degree of accuracy and its remaining life in order to ensure the pipeline safe operation.

The advantages and disadvantages of self-propelled robotic systems are presented in Table 1.

					Design part	Лист
						134
	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Table 1. Advantages and disadvantages of self-propelled robotic systems

Advantages	Disadvantages
A wide range of defects detection with a depth of 10 % of the monitored pipeline thickness	High losses of the company due to the need for installation operation of the pipeline and its complete emptying
High reliability of results due to the use of several control methods	Restricted action radius in connection with the length of the cable or battery life
The possibility of the flaw detector placing into the pipeline without using start-ups and reception cameras	High cost of diagnostic work and equipment used
High maneuverability	Complexity of estimating the depth of crack-like defects
Real-time management	Low monitoring speed compared to in-line flaw detectors
No needs for testing disclosure of the ground of the pipeline section and removal of insulation for conducting in-line inspection	It is impossible to inspect a small diameter pipeline (no more than 300 mm) due to the large overall dimensions of the devices used.
The possibility of inspecting complex pipeline sections	
Automated speed control during in-line inspection	
The possibility of monitoring the raw inner cavity of the pipeline	
High information content of the received data, efficiency of providing the report	

One of the well-known robotic devices of in-line diagnostics is the robot tractor of ZAO Gazproekt (Figure 1) works mainly as a thickness gauge that detects pit corrosion [10]. At the same time, the rotating electromagnetic-acoustic sensor provides a low efficiency of detecting defects caused by corrosion: at best, it detects cracks deeper than 30-40% of the pipe wall thickness.

Placing the robot tractor into the pipeline requires testing disclosure of the ground and firing operations to cut several coils in the process pipelines. In addition, the device is not able to pass vertical tees and this limits the scope of its application.

The robot magnetic-wheeled scanner of ZAO “Introsan technology” [11] detects cracks formed due to corrosion, with a depth of 15% of the pipe wall and can be placed into the pipeline through a manhole or check valve, and can pass vertical tees (Figure 2). The small size of the robot, on the one hand, gives an advantage, allowing to perform inline diagnostics of small diameter pipelines, and, on the other hand, to increase significantly the inspecting time of a given distance.

					Design part	Лист
						135
	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



Fig. 1 Remote-controlled diagnostic complex TDK-400-ML



Fig. 2 Robotic complex a2072 "IntroScan"

Another version of the robotic flaw detector is the robotic diagnostic tool of OAO "Orgenergogaz" [9], designed specifically to diagnose defects caused by corrosion (Figure 3). It can detect cracks with a depth of 5 % of the pipe wall thickness. It is placed into a manhole or check valve without cutting the pipeline and can pass any vertical tees and sections. For one loading into the pipeline, this flaw detector can perform a continuous scan of 250 linear meters of pipe without the batteries recharging with the passage of several vertical sections or tees [5].

					Design part	Лист
						136
	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



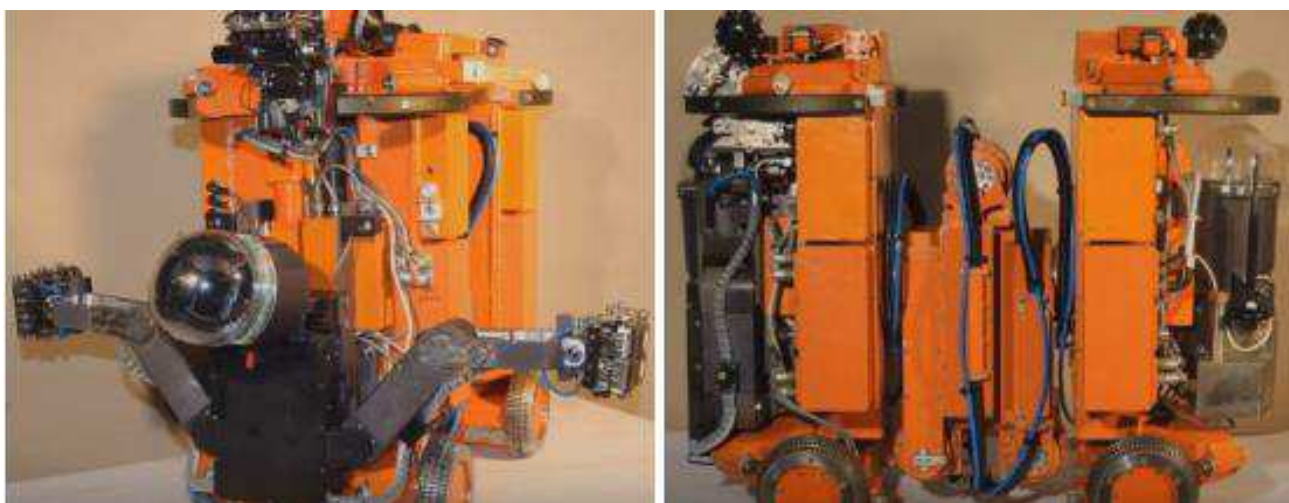


Fig.3 Robotic system of OAO "Orgenergogaz»

A comparison of the above-mentioned flaw detectors is presented in Table 2.

In the future, the probability of detecting corrosion via the above-mentioned devices will make it is possible to detect analogous defects in the diagnostic support of technological pipelines general repairs. Moreover, another very important advantage of such devices is the defects elimination caused by human error [6].

Table 2 Comparative analysis of robotic flaw detectors

Developer	ZAO "Introskan technology"	ZAO "Orgenergogaz"	ZAO "Diakont»
Item	flaw detector A2072 "IntroScan»	flaw detection complexity of technological pipelines	TK-400-ML
Nominal diameter of the inspected pipelines, mm	DN 500-1400	DN 700-1000	DN 500-1400
Weight, kg	12	85	100
Monitoring distance from the loading point, m	up to 1500	up to 1000	up to 550
Speed of movement of diagnostic tools m/min	5	10	12
Communication line	wireless connection (Wi-Fi channel) up to 8 hours of battery life	wireless connection (Wi-Fi channel) up to 3.5 hours of battery life	connecting cable
Loading and unloading	inspection hatch DN400 mm, check valve, process cut	inspection hatch DN 700 mm, check valve, process cut	check valve DN 700 mm, process cut
Sensitivity of acoustic monitoring	15 % of the wall thickness; 30% of the welded joint thickness.	depth of 5 % of the pipe wall thickness	more than 30-40 % of the pipe wall thickness

### 3.2 A design for a magnetic-wheeled flaw detector platform Introsan A2072

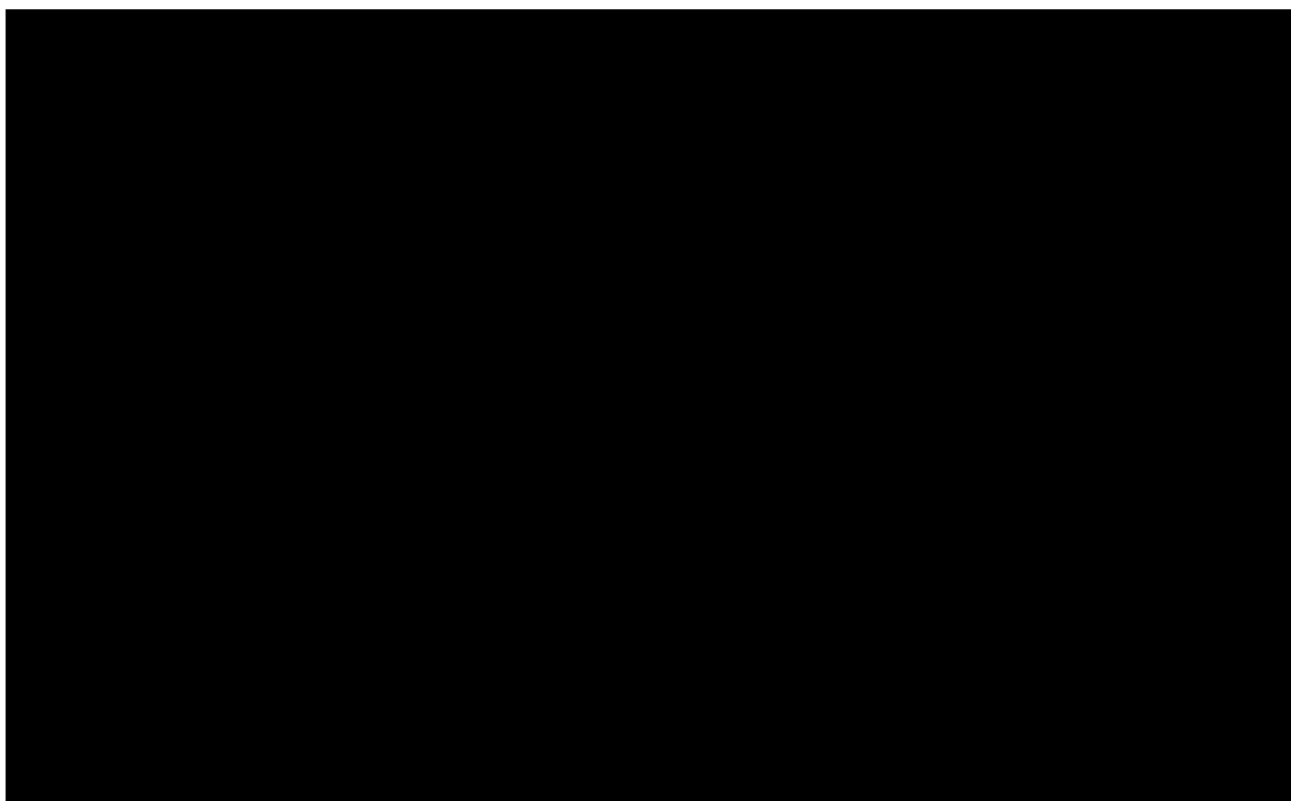
Despite the revealed advantages in experimental and industrial exploitation, the flaw detector platform's drawbacks Introsan A2072 have been identified as well.

They are as follows:

- maneuvering with DN 300 mm tees is not possible due to significant radius of rotation and dimensions;
- not overcoming vertical obstacles due to the platform configuration;
- when tipping, the platform becomes unrecoverable due to metal debris sticking to the magnetic wheels while moving on the pipe side surface [12].

This invention provides novel means for a small-sized platform of a magnetic-wheeled pipe flaw detector. It allows:

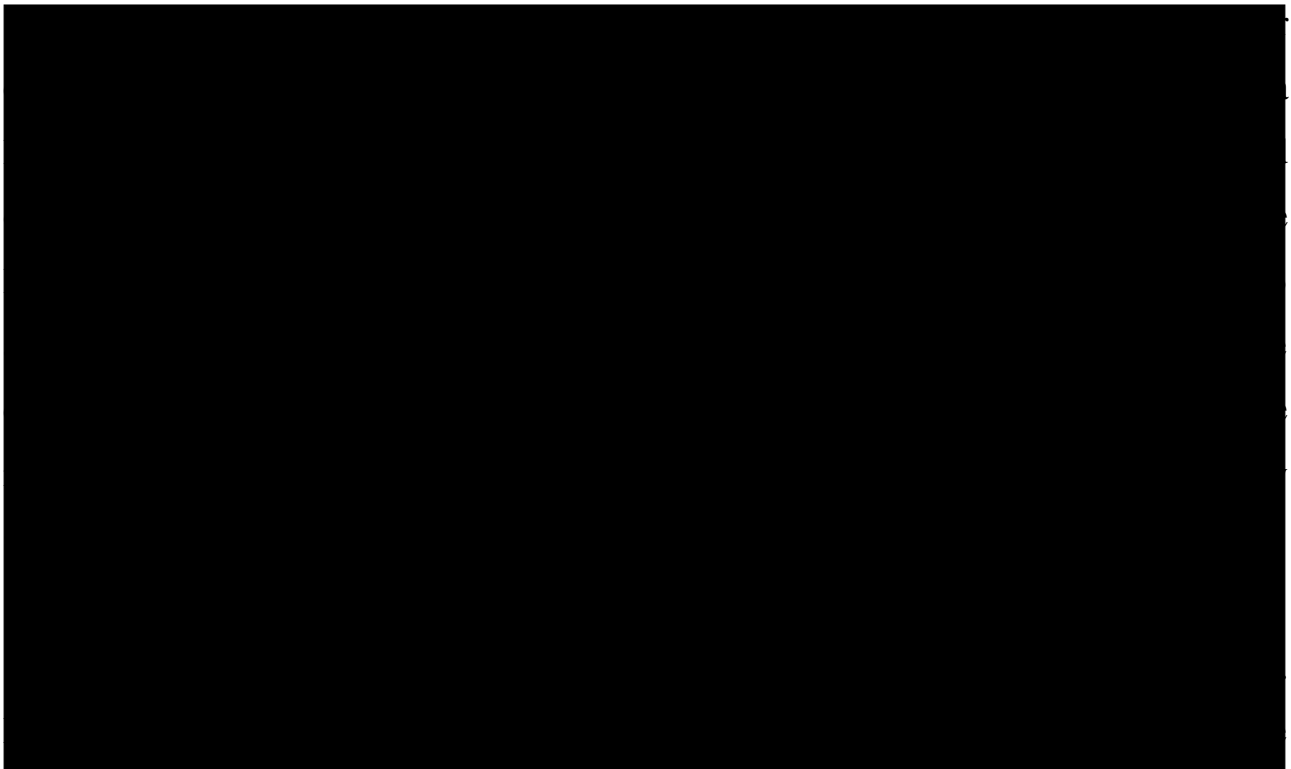
- performing unlimited maneuvering in a complex pipeline manifold with DN  $\geq 300$  mm;
- overcoming vertical obstacles in a pipeline manifold without being equipped with a mechanism to deactivate magnetic wheels;
- automatically turning over on its wheels after a possible tipping.



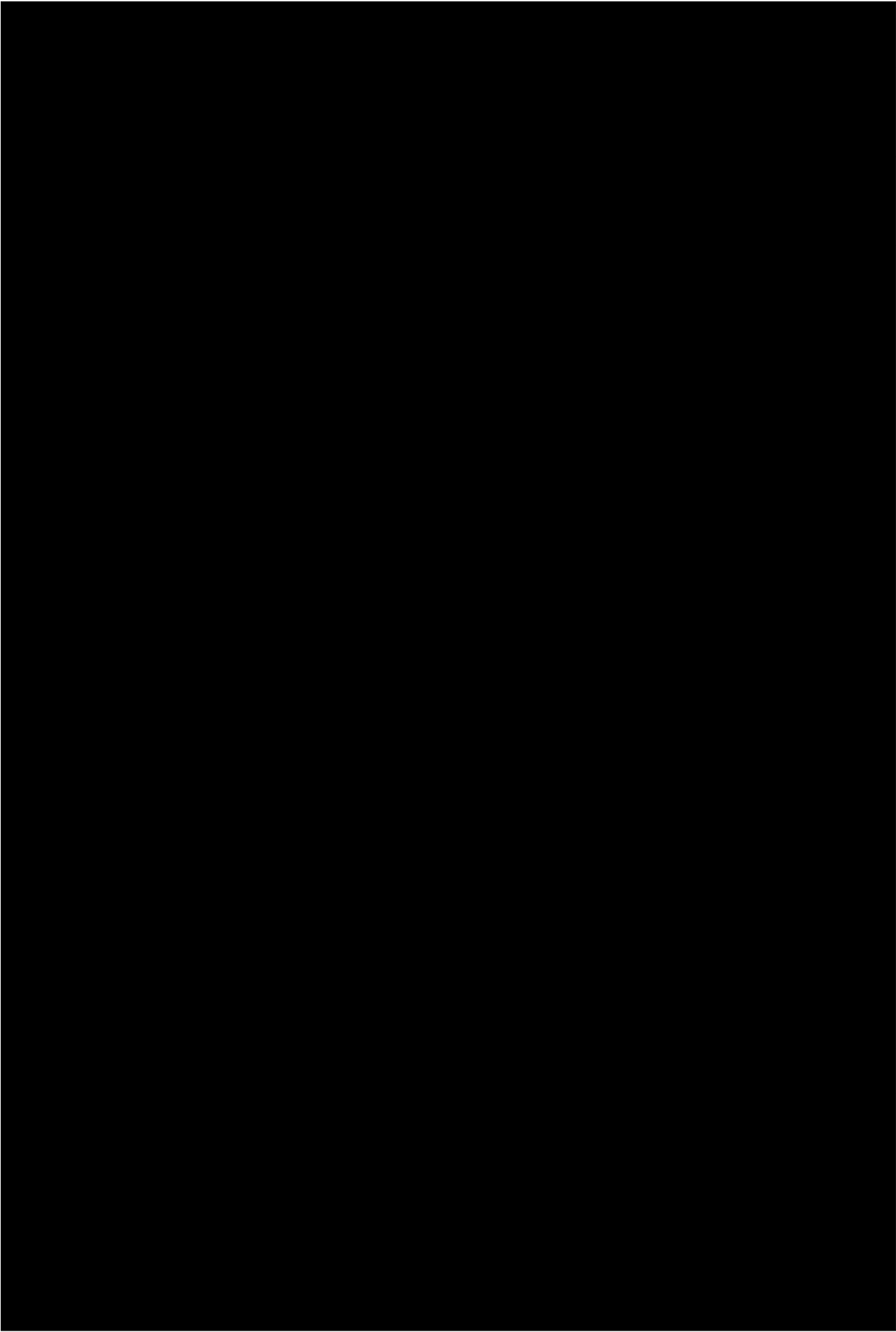
					Design part	Лист
						138
	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



Fig. 4 A platform for a magnetic-wheeled pipe flaw detector



					Design part	Лист
						139
	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



					<i>Design part</i>	<i>Лист</i>
	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		140

The proposed platform is adequate for designing small-sized pipe flaw detectors on its basis, as well as other technological devices used in various National Economy Sectors. The platform capability to turn over on its wheels independently eliminates the emergency situations occurrence during diagnostic work, and kinematics provides unlimited maneuvering in a complex pipeline manifold.

### References

1. Афанасьев В. Б., Чернова Н. В. Современные методы неразрушающего контроля // Успехи современного естествознания. – 2011. – № 7 – С. 73–74
2. Шмаков В. А., Смирнов Ю. Н., Гиззатуллин Р. Р. Планирование ремонта магистральных трубопроводов по результатам внутритрубной диагностики // Роль науки в развитии топливно-энергетического комплекса. Матер. научн.-практ. конф. 24 октября 2007 г. – Уфа, 2007. – С. 90–92.
3. Зубаилов Г. И., Гумеров К. М., Гиззатуллин Р. Р. Ударная вязкость металла и прочность трубопровода // Проблемы и методы обеспечения

					Design part	Лист
						141
	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

надежности и безопасности систем транспорта. Матер. научн.-практ. конф. 22 мая 2007 г. – Уфа, 2007. – С. 169–171.

4. Поезжаева Е. В. Разработка робота для контроля трубопроводов / Е. В. Поезжаева, А. Г. Федотов, П. В. Заглядов // Молодой ученый. – 2015. – № 16. – С. 218–222.

5. Kline R. A., Hsiao C. P., Fidaali M. A. Nondestructive evolution of adhesively bonded joints//Trans.ASME: J.Eng. Mater and Technol. 1986. – 108. – N 3. s. 214–217.

6. Васильев Н. Н., Исаакян Н. О., Смолянский В. А. Дефектоскоп // Технический Железнодорожный словарь. М., Государственное транспортное железнодорожное издательство.1951.

7. Распоряжение Правительства РФ от 13.11.2009 N 1715-р «Об Энергетической стратегии России на период до 2030 года».

8. ГОСТ Р 54907-2012. Техническое диагностирование. Основные положения.

9. Патент RU 2418234 «Внутритрубное транспортное средство». ОАО «ОРГЭНЕРГОГАЗ». – URL: <http://www.findpatent.ru/patent/241/2418234.html> (дата обращения: 15.11.18).

10. Пат. RU 118739 U1 Рос. Федерация. Самоходный внутритрубный снаряд-дефектоскоп/ С.Г. Наумов; № 2012117670U; заявл. 27.04.2012; опубл. 27.07.2012.

11. Пат. RU 2369783 C1 Рос. Федерация. Внутритрубный инспекционный снаряд-дефектоскоп с регулируемой скоростью движения/ Ю.В. Чеботаревский, А.И. Синев, П.К. Плотников; № 2008127949А; заявл. 08.07.2008; опубл. 10.10.2009, Бюл. №28.

12. Patent RU 2647173 "Platform for an in-line flaw detector on magnetic wheels." – URL: [https://yandex.ru/patents/doc/RU2647173C2\\_20180314](https://yandex.ru/patents/doc/RU2647173C2_20180314) (accessed date: 02/30/20).

					Design part	Лист
						142
	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

13. Patent RU 2051058 "Vehicle for moving on ferromagnetic surfaces." – URL: [https://yandex.ru/patents/doc/RU2051058C1\\_19951227](https://yandex.ru/patents/doc/RU2051058C1_19951227) (accessed date: 02/30/20).

14. Patent SU 540716 "Self-propelled cart". [Electronic resource]. - access mode to page: [https://yandex.ru/patents/doc/SU540716A1\\_19840123](https://yandex.ru/patents/doc/SU540716A1_19840123) (accessed date: 02/30/20).

					<i>Design part</i>	<i>Лист</i>
	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		143

## Приложение Б

### Полное дерево событий газопровода

